



Sanna Käyhkö

Aurinkolämpösovellusten markkinakatsaus ja teknistaloudellinen selvitys

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten.

Espoossa 5.11.2018

Valvoja: Professori Sanna Syri

Ohjaaja: Diplomi-insinööri Antti Saikkonen

Tekijä Sanna Käyhkö

Työn nimi Aurinkolämpösovellusten markkinakatsaus ja teknistaloudellinen selvitys

Maisteriohjelma Energiatekniikka

Koodi ENG21

Työn valvoja Professori Sanna Syri

Työn ohjaaja Diplomi-insinööri Antti Saikkonen

Päivämäärä 5.11.2018

Sivumäärä 121 + 16

Kieli suomi

Tiivistelmä

Työn tavoitteena on tutkia ja löytää aurinkolämpöön ja -jäähdytykseen liittyviä teknistaloudellisesti potentiaalisia konsepteja, selvittää aurinkolämpöteknologian hyötyjä muihin lämmöntuotantomuotoihin verrattuna ja saada tietoa aurinkolämpösovellusten taloudellisesta kannattavuudesta. Keskeisiä tutkimusmenetelmiä ovat kirjallisuustutkimus sekä aurinkokeräimien toimintakykyyn liittyvät laskelmat, erilaiset data-analyysit, kannattavuuslaskelmat sekä herkkyystarkastelut. Kirjallisuustutkimus sisältää markkinakatsauksen ja siinä esitellään aurinkolämpöteknologioiden keskeiset käsitteet. Lähteinä käytetään kansainvälisiä tieteellisiä artikkeleita ja alan kirjallisuutta. Alustavien kokoluokkatarkastelujen perusteella tutkimusosassa kehitetään Suomen olosuhteisiin soveltuvia konsepteja, joille tehdään teknistaloudellinen tarkastelu. Konsepteiksi valikoituivat aurinkokaukolämpöratkaisu, aurinkolämpö lämpöpumppujen kanssa sekä aurinkojäähdytysratkaisu, joille tehtiin tarkemmat kannattavuus- ja herkkyystarkastelut. Lisäksi lopuksi aurinkokaukolämpöinvestointia verrataan biolaitosinvestointeihin.

Kansainvälisten tilastojen mukaan aurinkoenergian tuotanto on kasvanut viime vuosina maailmanlaajuisesti ja kasvuennusteiden mukaan jatkaa edelleen kasvuaan. Toimivia teknisiä ja taloudellisesti kannattavia aurinkolämpöratkaisuja on jo olemassa, mutta niiden teknistaloudelliset ominaisuudet ovat kuitenkin hyvin kohde- ja sijaintikohtaisia. Tutkimuksen pohjalta voidaan todeta, että aurinkolämpöjärjestelmien kannattavuus kasvaa järjestelmäkoon kasvaessa investointi- ja ylläpitokustannusten suhteellisen osuuden laskiessa. Pinta-alan ja lämpövaraston tarve sekä auringonsäteilyn ja suurimman lämmönkulutusajankohdan kohtaamattomuus kuitenkin rajoittavat aurinkolämmölle sopivien kohteiden määrää tiiviisti rakennetulla kaupunkialueella. Työn tulosten perusteella kannattavimmat aurinkolämpöjärjestelmät ovat keräinpinta-alaltaan hyvin suuria, minkä vuoksi järjestelmät voivat olla myös aluesuunnittelun kannalta haastavia toteuttaa kaupunkiympäristössä.

Aurinkolämpöjärjestelmät toteutetaan yleensä hybridijärjestelminä, jolloin ne toimivat yhdessä jonkin toisen energiantuotantomuodon tai lämpövaraston kanssa. Tällöin järjestelmä ei ole niin herkkä tuotannonvaihteluille. Aurinkokaukolämpöratkaisuissa ei kuitenkaan ole välttämätöntä investoida erikseen lämpövarastoon kaukolämpöverkon toimiessa lämpövarastona. Työn pohjalta voidaan todeta, että aurinkolämpösovelluksista kustannustehokkaimpia ovat aurinkokaukolämpö, aurinkojäähdytys sekä lämpöpumppuihin integroitavat järjestelmät. Näille konsepteille suositellaan sijaintikohtaisempaa jatkotarkastelua. Aurinkolämpöratkaisuilla on mahdollista säästää esimerkiksi biopolttoainekustannuksissa kevät-, kesä- ja syyskaudella.

Avainsanat aurinkoenergia, aurinkolämpö, aurinkojäähdytys, aurinkokeräin, hybridijärjestelmä, aurinkokaukolämpö, energiavarasto, kausivarasto



Author Sanna Käyhkö

Title of thesis A market review and a techno-economic assessment of solar heating applications

Master programme Energy Technology

Code ENG21

Thesis supervisor Professor Sanna Syri

Thesis advisor M.Sc. Antti Saikkonen

Date 5.11.2018

Number of pages 121 + 16

Language Finnish

Abstract

The objective of this Thesis is to study and identify the most techno-economically viable concepts related to solar heating and cooling, resolve the benefits of these solutions and gain knowledge from their economic profitability. The key research methods include a literature study, calculations related to solar collector performance, data analysis, feasibility calculations and sensitivity analysis. The literature study includes a market overview and the key concepts for solar thermal technology. The literature sources used in the Thesis are international scientific articles and literature related to the energy field. The solutions that could be applied in Finnish climate conditions are examined in the Thesis. Based on the literature review and preliminary calculations the concepts selected for more precise profitability and sensitivity assessments were solar district heating, solar heating integrated with heat pumps and solar cooling with an absorption chiller. Finally, a solar district heating investment is compared to a biomass plant investment.

As reported by the international statistics solar energy generation has grown worldwide in recent years and according to the growth forecasts still continues to grow. Economically and technically viable solar thermal solutions already exist, but their profitability and system features are very location-specific. Based on the research it can be stated that the profitability of solar thermal systems increases with larger system sizes, as the relative share of investment and maintenance costs decrease. However, the need for the area and thermal storages as well as the disruption of solar radiation and highest heat consumption time, limit the number of suitable sites and configuration solutions in a densely constructed urban areas. Based on the results of this work the most profitable solar thermal systems have very large collector area, which also poses spatial planning challenges on such large systems in urban environment.

Generally, solar thermal systems should be implemented as hybrid systems, so that they work together with other energy generation method or thermal storage. Thus, the system is not so sensitive to production fluctuations. However, it is not necessary to invest in a thermal storage since the district heating network can work as a thermal storage in the case of solar district heating. At present, solar district heating, solar cooling and solar driven heat pump systems could be the most cost-effective solar heat applications. A more location-specific assessment for the concepts presented in this work is recommended. In the future solar thermal solutions may provide savings of for instance biomass fuel costs during spring, summer and autumn periods.

Keywords solar energy, solar heat, solar cooling, solar collector, hybrid system, solar district heating, energy storage, seasonal thermal storage

Alkusanat

Tämä diplomityö on toteutettu Helen Oy:n Tuotanto ja omaisuus -liiketoiminta-alueen Esiselvitykset-ryhmän toimeksiantona. Lämmöntuotannon dekarbonisointi ilmastomuutoksen torjumiseksi on yksi energia-alan suurista kysymyksistä ja on aina motivoinut minua energiatekniikan opinnoissani. Tässä työssä tutkitaan, millaiset aurinkolämpösovellukset voisivat olla teknistaloudellisesti kannattavia Suomen toimintaympäristössä ja olosuhteissa, ja mistä niiden kannattavuus riippuu. Työssä tehtiin markkinakatsaus sekä teknistaloudellinen tarkastelu erilaisille aurinkolämpökonsepteille, joita kehitettiin työn aikana. Innostus aurinkolämpöön syttyi työn valvojani, professori Sanna Syrin, Energia-markkinat-kurssin luennon myötä, jossa tutkija Janne Hirvonen esitteli aiheita. Entisen esimieheni Antti Kallion kannustamana rohkaistuini ja ehdotin tätä diplomityöaihetta Helen Oy:lle.

Haluankin kiittää Sannaa ja Jannea inspiraatiosta, tuesta ja avusta diplomityön aikana, sekä Antti Kalliota rohkaisusta ja ohjaajaani Antti Saikkosta sekä Juhani Aaltosta työn aikaisesta tuesta ja mahdollisuudesta tehdä tämä työ. Kiitän myös Atte Kalliota ja Jouni Kivirinnettä ajatuksia herättävistä keskusteluista ja rakentavista kommentteista. Lisäksi haluan kiittää koko Esiselvitykset-ryhmän mahtavaa porukkaa hauskoista kahvi- ja lounashetkestä ja kannustuksesta. Erityisesti kiitän Jaakkoa, joka auttoi diplomityöhön liittyvissä laskelmissa, ja Henriettaa, joka tuki ja motivoi minua työn syvimmissäkin suuntavaiheissa. MAP:n puolelta haluan kiittää Markkoa ja Anssia kaikesta avusta. Lisäksi haluan kiittää Ida Eskmania, Raimo Huuskoa, Tero Korhosta, Timo Arposta, Britta Jäppistä, Pekka Teittistä, Jaakko Tiittasta, Markku Saukkosta, Kyösti Oasmaata, Kari Sipilää, Satu Paihoa, Elina Hakkarasta, Miika Rämää, Miika Kilgastia ja kaikkia muita, jotka ovat auttaneet ja tarjonneet näkemyksiä ja kommentteja diplomityöhön.

Kiitän myös ystäviäni ja perhettäni opintojen ja elämänmittaisesta tuesta. Lopuksi, kaikkien suurin kiitos kuuluu avomiehelleni Antille, joka on aina kannustanut, kuunnellut ja tukenut minua sekä ruokkinut kiinnostustani tekniikan alaa kohtaan.

Espoo 5.11.2018

Sanna Käyhkö

Sisällysluettelo

Tiivistelmä	
Abstract	
Alkusanat	
Sisällysluettelo	5
Merkinnät	6
Lyhenteet	7
1 Johdanto	9
1.1 Tutkimuksen tausta	9
1.2 Tavoite ja tutkimuskysymykset	11
1.3 Tutkimusaineisto ja -menetelmät	11
1.4 Tutkimuksen rajaus	12
2 Aurinkolämmön markkinakatsaus	13
2.1 Kasvuennusteet ja tilastot	13
2.2 Markkinanäkymät Suomessa	17
2.3 Markkinoiden kehitykseen vaikuttavat tekijät	18
2.3.1 Yhteiskunnalliset ja sosiaaliset tekijät	18
2.3.2 Tekniset ja taloudelliset tekijät	21
3 Auringonsäteily	23
4 Aurinkokeräimet	27
4.1 Aurinkokeräimien toiminta	27
4.2 Staattiset keräimet	31
4.3 Teknologinen kehitys	33
5 Lämpövarastot	37
6 Aurinkolämpöjärjestelmät	44
6.1 Kiinteistökohtaiset järjestelmät	47
6.2 Kaukolämpöverkkoon kytketyt järjestelmät	48
6.2.1 Aurinkokaukolämpö	48
6.2.2 Aluekohtaiset järjestelmät	49
6.3 Aurinkojäähdytysjärjestelmät	51
7 Konseptitarkastelut	53
7.1 Kohteiden kartoitus	53
7.2 Järjestelmäkustannusten arviointi	56
7.2.1 Liiketoimintamallit	60
7.3 Aurinkokeräimien vuosituoton arviointi	61
7.4 Taloudellinen tarkastelu	69
7.4.1 Alustavat kannattavuuslaskelmat	71
7.4.2 Aurinkokaukolämpölaitos	76
7.4.3 Aurinkojäähdytysratkaisut	78
7.4.4 Aurinkolämpö lämpöpumppujen kanssa	81
7.5 Konseptien herkkyystarkastelut	86
7.5.1 Aurinkokaukolämpölaitoksen ja biolaitosten vertailu	92
7.6 Pohdinta ja yhteenveto	99
8 Johtopäätökset	103
Liiteluettelo	
Liitteet	

Merkinnät

A	Pinta-ala	[m ²]
A_c	Aurinkokeräimen apertuuripinta-ala	[m ²]
a_1	Aurinkokeräimen nesteen ja ympäröivän ilman lämpötilan välinen lämpöhäviökerroin	[W/K]
a_2	Aurinkokeräimelle ominainen lämpöhäviökerroin	[W/K ²]
C	Lämpökapasiteetti	[J/K]
c_p	Ominaislämpökapasiteetti	[J/kgK]
dT	Keskimääräisen nesteen lämpötilan ja ympäristön lämpötilan lämpötilaero	[K]
E	Energiamäärä eli yhden tunnin aikana tuotettu teho	[Wh]
E_c	Energian määrä pintaa vastaan vuodessa	[MJ/a], [kWh/m ² /a]
G	Auringonsäteilyn teho keräimen pintaa vastaan	[W/m ²]
I	Auringonsäteilyn voimakkuus	[W/m ²]
I_b	Suoran säteilyn voimakkuus	[W/m ²]
I_d	Hajasäteilyn voimakkuus	[W/m ²]
m	Massa	[kg]
\dot{m}	Massavirta	[kg/s]
n_0	Optinen hyötysuhde, häviötön hyötysuhde	[-]
Q_u	Lämpöenergia	[J]
q	Aurinkokeräimen teho	[W]
ΔT	Lämpötilan muutos	[K]
T_s	Pinnan lämpötila	[K]
T_a	Ulkoilman (ympäristön) lämpötila	[K]
T_i	Aurinkokeräimen sisään menevän fluidin lämpötila	[K]
T_m	Aurinkokeräimessä kiertävän nesteen keskilämpötila	[K]
T_o	Aurinkokeräimestä ulos tulevan fluidin lämpötila	[K]
t	Aika tunneissa	[h]
U_L	Lämmönsiirtokerroin	[W/m ² K]
V	Tilavuus	[m ³]

Lyhenteet

ATES	Pohjavesivarasto
BIPV-T	Rakennuksiin integroitava yhdistelmäkeräin (building integrated photovoltaic thermal collector)
BTES	Porareikävarasto
CCHP	Sähkön, lämmön ja jäähdytyksen yhteistuotanto (combined cooling, heating and power)
CHP	Sähkön ja lämmön yhteistuotanto (combined heat and power)
CO ₂	Hiilidioksidi
CPC	Parabolinen keräin (compound parabolic collector)
CTC	Sylinterimäinen kourukeräin (cylindrical trough collector)
CTES	Kaivantolämpövarasto
EED	Energiatohokkuusdirektiivi, 2012/27/EU
EU	Euroopan unioni
EPBD	Rakennusten energiatohokkuusdirektiivi, 2010/31/EU
ETC	Tyhjiöputkikeräin (evacuated tube collector)
FPC	Tasokeräin (flat plate collector)
HFC	Heliostaattinen kenttäkeräin, heliostaatti (heliostat field collector)
IEA	Kansainvälinen energiajärjestö (International Energy Agency)
IRENA	Kansainvälinen uusiutuvan energian järjestö (International Renewable Energy Agency)
JRC	Euroopan komission tutkimuskeskus (Joint Research Centre)
kWp	Aurinkopaneelin nimellisteho Wp (Watt-peak) on teho, jonka paneeli tuottaa, kun auringonsäteily kohdistuu paneelin tasoa vastaan 25 °C lämpötilassa 35° kulmassa, kun auringon säteilyteho on 1000 W/m ²
LCOE	Energian tuotantohinta (levelized cost of energy)
LCOH	Lämpöenergian tuotantohinta (levelized cost of heat)
LFR	Lineaarinen Fresnel-heijastin (linear Fresnel reflector)
NPV	Nettonykyarvomenetelmä
nZEB	Lähes nollaenergiatalo
ORC	orgaaninen Rankine -prosessi (Organic Rankine Cycle)
PCM	Faasimuutosmateriaali (phase change material)
PDR	Parabolinen lautaskeräin (parabolic dish collector)
PTC	Parabolinen kourukeräin (parabolic trough collector)
PPA	Pitkäaikainen energian ostosopimusmalli (power purchase

	agreement)
PV	Aurinko(sähkö)paneeli
PV-T	Aurinkokeräin, jossa on yhdistetty sekä aurinkosähköpaneeli että aurinkokeräin
STES	Kausi(lämpö)varasto (seasonal thermal energy storage)
SunZEB	Konseptiratkaisu kaukolämpö- ja jäähdytysjärjestelmän piirissä olevalle uudisrakennukselle, joka hyödyntää aurinkoenergiaa passiivisesti
TCM	Termokemiallinen materiaali (thermochemical material)
TES	Lämpövarasto (thermal energy storage)
TTES	Vesisäiliölämpövarasto (tank thermal energy storage), ks. WTES
UTES	Maanalainen lämpövarasto
WTES	Vesisäiliölämpövarasto (water tank thermal energy storage)

1 Johdanto

Suomessa lämmönkulutus on merkittävä osa kokonaisenergian kulutuksesta, ja perinteisesti noin 50 % kokonaislämmönkulutuksesta on tuotettu kaukolämmöllä, josta lähes 80 % tuotetaan yhteistuotanto- eli CHP-laitoksilla (Energiateollisuus 2017). Kaukolämpöä tuotetaan paljon fossiililla polttoaineilla, joiden CO₂-päästöt kiihdyttävät ilmastonmuutosta. Biomassan osuus uusiutuvana energialähteenä on ollut Suomessa merkittävä, mutta on epävarmaa, kuinka kauan se määritellään päästöttömäksi ja kuinka kestävää sen käyttö on, jos määrää lisätään tulevaisuudessa entisestään. Näin ollen mm. energiayhtiöiden on tärkeää arvioida myös muiden uusiutuvan energian tuotantomuotojen potentiaalia Suomessa.

Aurinkoenergia voidaan nähdä yhtenä vaihtoehtoisena energiantuotantomuotona myös pohjoisissa olosuhteissa ja se voisi toimia mahdollisesti myös osana kaukolämpöjärjestelmää. Aurinkolämmön käytöllä pystyttäisiin vähentämään fossiilisten polttoaineiden käyttöä ja näin ollen hiilidioksidipäästöjä. Useiden tutkimuksien mukaan aurinkolämpöä on mahdollista hyödyntää sekä hajautetusti että keskitetysti kaukolämpöverkoissa lisäten uusiutuvien energialähteiden osuutta energiantuotannossa (Joly et al. 2017). Hajautetulla energiantuotannolla tarkoitetaan tuotantomallia, jossa eri puolilla kaukolämpö- tai sähköverkkoa tuotetaan energiaa paikallisesti, lähellä loppukulutuspiiristä. Esimerkiksi aurinkokeräimet voidaan asentaa kerrostalon katolle, kerrostalon silti ollessa kaukolämpöverkon piirissä.

Kulutuskohde voi olla myös täysin erillään siirtoverkosta: esimerkiksi öljylämmitteiset omakotitalot sähköpaneeliseinien ovat hajautettuja energiantuotantoratkaisuja. Vastaavasti keskitetyllä energiantuotannolla tarkoitetaan energian tuotantoa suuressa laitoksessa, josta energia siirretään useisiin eri kulutuskohteisiin energianjakeluverkon avulla. (Motiva 2010.) Hajautetulla uusiutuvan energian tuotannolla voidaan kasvattaa huoltovarmuutta ja vähentää päästöjä, mikäli sillä korvataan fossiililla polttoaineilla tuotettua energiaa. Lisäksi hajautetussa tuotannossa energiansiirtohäviöt ovat pienemmät kuin keskitetyssä energiantuotannossa. Hajautettu tuotanto mahdollistaa myös uusien lämmitysjärjestelmien ja teknologioiden käyttöönoton, koska siihen liittyvät riskit eivät ole yhtä suuria kuin isommissa järjestelmissä. Hajautetuilla energijärjestelmillä pystyttäisiin myös siis lisäämään energiantuotantoon liittyviä liiketoimintamahdollisuuksia. (Pöyry Management Consulting Oy 2017.) Tässä työssä tutkitaan, mitä aurinkolämmön hyödyntämiseen liittyviä konsepteja olisi teknisesti ja taloudellisesti kannattavaa toteuttaa, millaisissa kohteissa, ja millaisia keskeisiä ominaisuuksia näillä järjestelmillä on. Aurinkolämmön ja tutkimuksen taustaa selvennetään seuraavissa kappaleissa.

1.1 Tutkimuksen tausta

Suomi on sitoutunut vähentämään kasvihuonepäästöjä 80–95 % vuoden 1990 tasosta vuoteen 2050 mennessä ilmastonmuutoksen ehkäisemiseksi (Työ- ja elinkeinoministeriö 2017). Lisäksi kunnilla ja kaupungeilla on paikallisia energiatehokkuuteen liittyviä tavoitteita (Motiva 2018a). Myös tämän työn toimeksiantajalla, energiayhtiö Helenillä on tavoite olla ilmastoneutraali vuoteen 2050 mennessä. Uusien energialähteiden, kuten aurinkoenergian, tarkastelu on aiheellista, jotta hiilidioksidipäästöjä voitaisiin vähentää ja uusiutuvien energiantuotantomuotojen määrää lisätä sekä saada aikaan joustoa tuotantoon silloin, kun energiantarve on suurinta. Suomessa lämmöntarve on suurta, jonka vuoksi nimenomaan aurinkolämmön hyödyntämistä eri kohteissa on tarpeen tutkia. Kausivaroitustoiminnalla tarkoitetaan lämpöenergian pitkäaikaista varastointia. Esimerkiksi kesäaikaan

tuotettu lämpöenergia voidaan varastoida aineeseen, jolla on suuri lämpökapasiteetti, jolloin lämpöenergiaa voidaan hyödyntää myöhemmin. Aurinkolämmön kausi(lämpö)varastointia (seasonal thermal energy storage, STES) ja hybridienergiajärjestelmiä on tutkittu (Wang et al. 2015, Hsieh et al. 2017) ja niistä löytyy kansainvälisiä olemassa olevia, toimivia teknisiä konsepteja, joita on syytä arvioida myös Helenin näkökulmasta. Lund et al. (2014) esittivät, että aurinkolämpöjärjestelmät ja kausivarastot voivat olla osa neljännen sukupolven kaukolämpöjärjestelmiä mahdollistaen myös muiden lämmönlähteiden yhdistämisen kaukolämpöverkkoon. He esittelivät älykkäiden lämpöverkkojen konseptin, jossa lämmitysverkostoon on liitetty sekä keskitettyjä ja että hajautettuja lämpö- ja jäähdytystuotantoyksiköjä, suurempia laitoksia ja pienempiä yksiköitä. Älykkäät lämpöverkot mahdollistavat uusiutuvien energianlähteiden sujuvamman liittämisen kaukolämpöverkkoihin ja hiilidioksidipäästöjen vähentämisen.

Eräässä tutkimuksessa (Hsieh et al. 2017) simuloitiin erilaisia lämpövarastomalleja Sveitsin olosuhteissa, missä todettiin lyhyt- ja pitkäaikaisvaraston yhteiskäytön nostavan eniten aurinkolämmön osuutta lämmöntuotannossa, jolloin aurinkolämmöllä voitiin kattaa 48 % lämmönkulutuksesta. Tutkimuksessa esitetään, että lämpövarastot ovat keskeisiä komponentteja aurinkoenergian osuuden lisäämiseksi lämmitysjärjestelmissä, ja niiden tilavuus sekä aurinkokeräinpinta-alat määrittelevät tuon osuuden määrää olennaisesti. Lisäksi mainitaan, että Euroopassa on toteutettu useita kausivarastoinnin ja aurinkolämmön projekteja, jotka ovat taloudellisesti kannattavia. Kausivaraston volyymin ja keräinpinta-alan mitoitus määrittävät kuinka suuri osuus aurinkolämmöllä voidaan kattaa lämmönkulutuksesta. (Hsieh et al. 2017.) Tuotannon kausittaisuuden lisäksi juuri keräinpinta-ala voi rajoittaa aurinkoenergian käyttöönottoa, sillä tiiviillä kaupunkialueella keräinjärjestelmien sijoittaminen on haasteellista. Aurinkolämmön kausivarastointi voi toimiessaan tarjota joustoa lämpöenergian tuotantoon ja vähentää hiilidioksidipäästöjä. Hirvosen (2017a/b) mukaan kausivarastointi voi vaikuttaa merkittävästi aurinkolämmön hyödyntämisen kannattavuuteen.

Energiatehokkuussopimukseen liittyneillä yrityksillä ja kunnilla on mahdollisuus hakea energiatukea valtiolta uusille energiatehokkaiden teknologioiden käyttöönottoa tukeville investoinneille, joka on korkeimmillaan 40 % investointikustannuksista. Energiatehokkuussopimukset pohjautuvat energiatehokkuusdirektiiviin (EED, 2012/27/EU), jonka avulla pyritään saavuttamaan ko. direktiivin mukaiset energiankäyttöön liittyvät tavoitteet EU-maissa. Tämän lisäksi energiatehokkuussopimukset tukevat rakennusten energiatehokkuusdirektiivin, EPBD:n (2010/31/EU), energiatehokkuustavoitteita, jonka mukaan kaikkien uusien rakennusten tulee olla vuoteen 2020 mennessä lähes nollaenergiarakennuksia. (Motiva 2018a.) Direktiivi on säädetty perustuen muun muassa siihen, että EU:ssa rakennukset vastaavat noin 40 % EU-alueen energiankulutuksesta. (EPBD 2010/31/EU).

Työssä tutkitaan kustannustehokkaimpien aurinkolämpökonseptien lisäksi myös millaiset edellytykset aurinkolämmöllä on nykymarkkinoilla. Tätä motivoivat edellä mainitut direktiivit, energiatehokkuussopimukset, päättäjien (Vekkilä & Laaninen 2017a/b) ja kuluttajien kiinnostus aurinkoenergiaa kohtaan sekä aurinkoenergian kasvuennusteet maailmanlaajuisesti (Weiss et al. 2017). On myös kiinnostavaa pohtia, mitä hyötyä aurinkolämpö tarjoaa mitä muut tuotantomuodot eivät ja muuttuvatko lämmöntuotannon liiketoimintamallit, jos ihmiset haluavat ostaa juuri aurinkoenergiaa. Miten aurinkolämmön kannattavuutta voitaisiin ylipäättään lisätä? Aurinkolämpöjärjestelmien määrä on kasvanut Euroopassa, minkä on osittain mahdollistanut siihen liittyvät taloudelliset tuet ja muiden energiantuotantomuotojen verotus kannattavuuden varmistamiseksi, mitä taas Suomessa ei aurinkojärjestelmille juurikaan ole, lukuun ottamatta investointitukia (Auvinen

et al. 2016). Kivihiilen alasajo voi omalta osaltaan vauhdittaa aurinkoenergian tuotannon kasvua. Työssä pohditaan millaiset aurinkolämmön tekniset sovellukset ja konseptit ovat teknistaloudellisesti kannattavia, mihin vaikuttaa keskeisesti sijainti, kokoluokka ja näin ollen aiheutuvat kustannukset. Koska Helenillä on hyvin erilaisia asiakasryhmiä, liiketoiminnan kannalta on syytä tarkastella erilaisia aurinkolämpökonsepteja sekä kaukolämpöverkon roolia aurinkolämmön laajemmassa käyttöönotossa. Työssä tarkastellaankin sekä teollisuudelle että yksittäisille kotitalouksille ja yhteisöille soveltuvia, hajautettuja ja keskitettyjä aurinkolämpösovelluksia.

1.2 Tavoite ja tutkimuskysymykset

Työn tavoitteena on selvittää miten ja millaisissa kohteissa on teknistaloudellisesti kannattavaa toteuttaa aurinkolämpö- ja/tai jäähdytysratkaisuja Suomen olosuhteissa ja Helsingin seudulla, ja tutkia kaikkein potentiaalisimpia ratkaisuvaihtoehtoja. Työssä tutkitaan millaisia teknologioita aurinkolämmön hyödyntämiseen on olemassa ja mitkä niistä soveltuvat pääkaupunkiseudun olosuhteisiin niin, että se on kannattavaa. Työssä kartoitetaan myös potentiaalisia kohteita, joissa aurinkoteknologiaa voisi hyödyntää. Konsepteja vertaillaan ja arvioidaan, jotta saadaan tietoa siitä, mitä keskeisiä piirteitä järjestelmällä on, ja millaisiin kohteisiin eri järjestelmät sopivat. Tavoitteena on selvittää voisiko aurinkolämmön määrää lämmöntuotannossa lisätä kustannustehokkaasti pääkaupunkiseudulla. Työssä huomioidaan aurinkolämmön mahdollisuudet sekä hajautetussa että keskitetyssä tuotannossa. Työ tukee siirtymistä uusiutuvien energiamuotojen käyttöön, jotta aurinkolämmön teknistaloudellisesti kannattavista ratkaisuksista saadaan ajankohtaista tietoa ja kynnyksen lisäämiseksi madaltuu. Tutkimustavoitteet voidaan kiteyttää tutkimuskysymyksiin, joihin työssä etsitään vastauksia. Diplomityön päättötutkimuskysymys on: Miten aurinkolämpö on teknistaloudellisesti parhaiten hyödynnettävissä ja sovellettavissa? Muita keskeisiä tutkimuskysymyksiä ovat:

- Miten ja millaisissa kohteissa aurinkolämpöä sovelletaan?
- Millaiset kasvuennusteet ja markkinatilanne aurinkolämmöllä on energiamarkkinoilla?
- Mitä hyötyä aurinkolämmön käyttö tuo muihin lämmitysmuotoihin verrattuna?
- Kuinka suuret aurinkolämmön sovellusten investointi- ja tuotantokustannukset ovat?
- Mikä on tällä hetkellä teknistaloudellisesti paras aurinkolämpöön liittyvä sovellus tai konsepti Suomen olosuhteissa?
- Mikä on tällä hetkellä paras aurinkolämpökeräinteknologia ja millaiset tulevaisuuden näkymät sillä on?
- Onko kausivarastointi kannattavaa ja milloin sitä olisi hyödyllistä käyttää?
- Mikä on tällä hetkellä paras aurinkolämmön varastointitekniikka Suomen olosuhteissa?

1.3 Tutkimusaineisto ja -menetelmät

Työn ensimmäisessä osassa, teoreettisemmassa kirjallisuuskatsauksessa, käytetään alan kirjallisuuteen liittyviä lähteitä. Kirjallisuus käsittää alan yritysten, tutkimuslaitosten, konsulttien ja hankkeiden julkaisuja ja raportteja, tieteellisiä artikkeleita sekä muiden toimijoiden verkkosivustoja sekä oppaita. Lisäksi aiheeseen perehtyneille asiantuntijoille ja alan toimijoille tehdään avoimia ja teemahaastatteluita. Kirjallisuuskatsauksen avulla selvitetään työn tavoitteen kannalta aurinkolämmön keskeisiä piirteitä ja hahmotetaan jatkotarkastelua varten oleellisia tekijöitä, joita huomioidaan konseptivaihtoehtoja tutkiessa.

Työn tutkimusosiossa tarkastellaan kaukolämpöverkon kulutuskohteiden lämmönkulu-
tusprofiileja, ja aurinkokeräimien toimintakykyä arvioidaan laskennallisesti, jotta saa-
daan tietoa siitä, millaista energiantuottoa niiltä voidaan odottaa eri konsepteissa. Työssä
lasketaan esimerkiksi, millaisia energiamääriä aurinkokeräimiltä voidaan odottaa, kun au-
rinkokeräimen lämpötilatasoa muutetaan, auringonsäteilyn määrä vaihtelee, ja ulkoilman
lämpötila vaihtelee vuodenajan mukaan. Myös tutkimusosion aikana tehdään avoimia ja
teemahaastatteluja alan asiantuntijoille ja toimijoille esimerkiksi kustannusarvioihin liit-
tyen. Tutkimuksen myötä voidaan arvioida milloin ja miten aurinkolämpö on parhaiten
hyödynnettävissä kustannustehokkaasti, sekä millainen sen rooli voisi olla kaukolämpö-
verkkoon liitettynä tai hajautetussa lämmöntuotannossa. Tätä varten tutkimuksessa laadi-
taan alustavia kokoluokkaan ja kohteisiin liittyviä kannattavuuslaskelmia Excel-ohjel-
mistolla. Kokoluokkien kustannustehokkuuden lisäksi tutkitaan millaisia eroja kiinteistö-
kohteilla ja muilla aurinkolämpöratkaisuilla on taloudellisesti, ja millaiseen lämmön-
tuotantoon erikokoiset järjestelmät voisivat soveltua. Alustavien laskelmien myötä kehi-
tetään jatkotarkasteltavia konsepteja, joille tehdään kannattavuuslaskelmien lisäksi herk-
kyys- ja skenaariotarkastelu. Työssä pohditaan myös millaista lämmöntuotantoa konse-
ptit voisivat kilpailukykyisesti korvata ja ovatko ne teknisesti toteutettavissa. Lisäksi He-
lenin toimintaympäristöön soveltuville aurinkolämpökonsepteille tehdään talouslaskel-
mia kustannustehokkaimman konseptin selvittämiseksi. Lopuksi yhtä aurinkolämpökon-
septia vertaillaan saman kokoluokan biolämpölaitoksiin ja pohditaan aurinkolämmön
hyötyjä ja haasteita.

1.4 Tutkimuksen rajaus

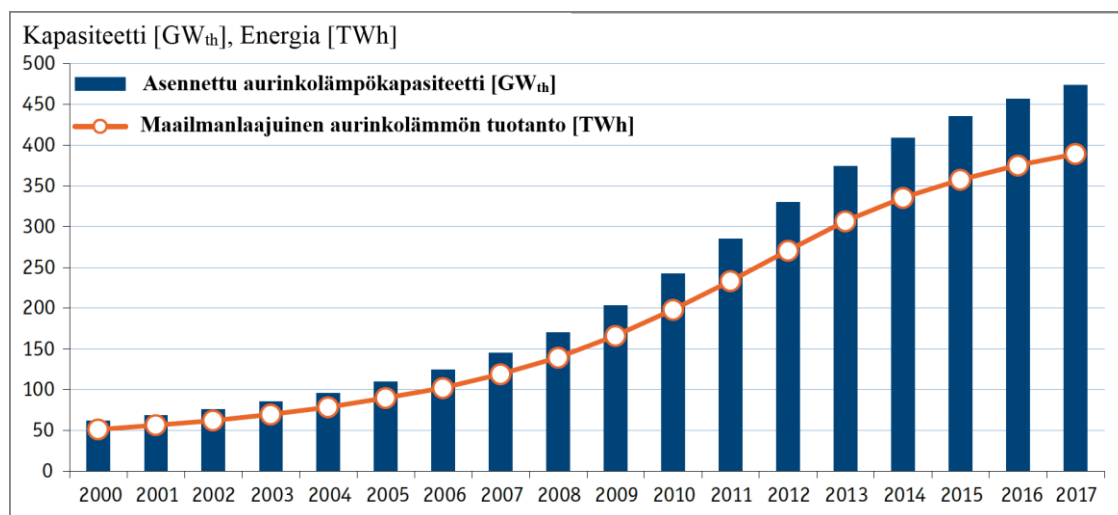
Tutkimus rajataan sellaisten aurinkolämpöön liittyvien lämmöntuotantoratkaisujen tutki-
miseen, joissa aurinkoenergia on pää- tai osittainen energianlähde. Työ kattaa kaupunki-
alueille soveltuvat konseptiratkaisut Suomen olosuhteissa käyttöveden ja tilojen lämmi-
tys- tai jäähdytystarpeisiin. Mikäli kiinnostavia sijoituspaikkoja aurinkolämpöjärjestel-
mille löydetään, voidaan tehdä kohdekohtaisia teknistaloudellisia tarkasteluja. Työssä
tarkastellaan aktiivisen aurinkoenergian tuotantoa aurinkolämpöjärjestelmillä ja passiivi-
nen aurinkoenergian tarkastelu rajataan työn ulkopuolelle. Passiivisella aurinkoenergian
hyödyntämisellä tarkoitetaan tässä yhteydessä aurinkolämmön hyödyntämistä ilman au-
rinkokeräimiä (Erkkilä 2003).

Kirjallisuustutkimuksen ja haastattelujen pohjalta keskitytään teknistaloudellisesti lupaa-
vimpiin järjestelmiin aurinkolämmön hyödyntämiseksi pääkaupunkiseudulla. Tutkimuk-
sella pyritään vastaamaan asetettuihin tutkimuskysymyksiin, jotka ohjaavat työn kulkua.
Kirjallisuustutkimuksen jälkeen tutkitaan aurinkokeräinkenttien kannattavuuksia ja kus-
tannuksia eri kokoluokissa ja kohteissa, minkä jälkeen kehitetään jatkotarkasteltavia kon-
septeja. Kustannus- ja kannattavuuslaskelmat perustuvat olemassa olevien aurinkoläm-
pöjärjestelmien kustannustietoihin, joita muun muassa Danish District Heating Asso-
ciation (2018), eri toimittajat tai muut tahot ovat julkaisseet tai antaneet haastattelujen
yhteydessä (Kilgast 2018, Donneborg 2018, Eijbergen 2018, Varjotie 2018, Holter 2018,
Lennermo 2018, Auvinen et al. 2016, Teittinen 2018).

2 Aurinkolämmön markkinakatsaus

2.1 Kasvuennusteet ja tilastot

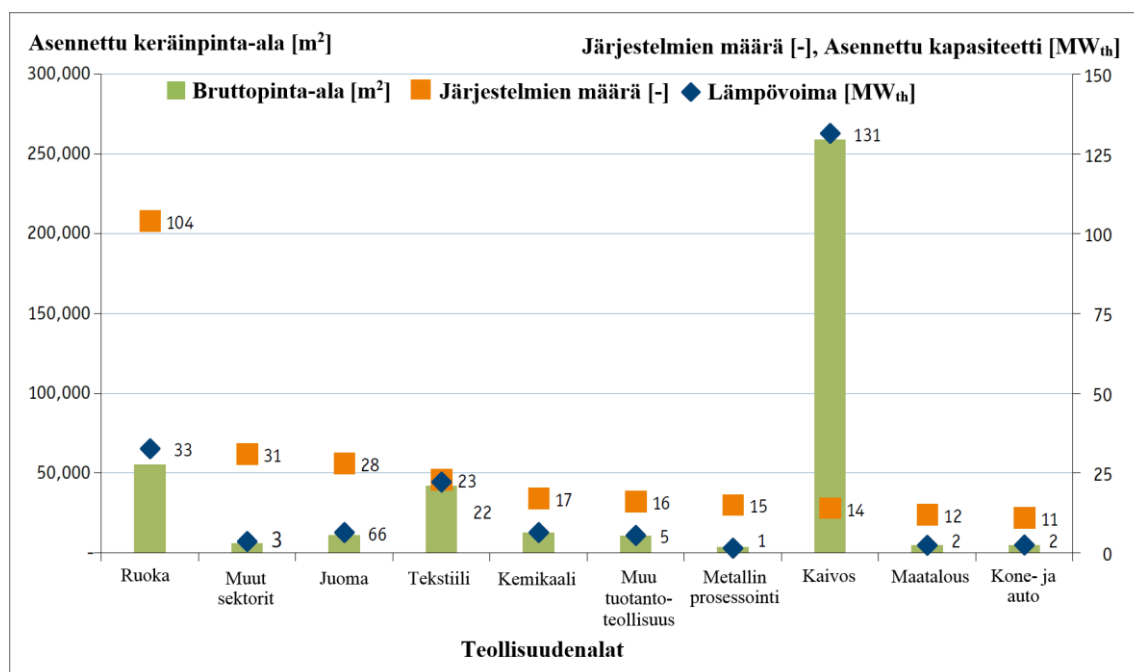
Kansainvälisen energiajärjestön IEA:n (Mauthner et al. 2015, Weiss et al. 2017, Weiss & Spörk-Dür 2018) mukaan aurinkolämpökapasiteettia asennettiin maailmanlaajuisesti vuonna 2013 55 GW, vuonna 2015 40,2 GW ja vuonna 2016 36,5 GW. Kaiken kaikkiaan vuoden 2017 loppuun mennessä käytössä olevaa aurinkolämpökapasiteettia oli 472 GW, mikä vastaa 675 miljoonaa neliometriä keräinpinta-alaa. Lämpöenergiaa tuotettiin vuonna 2017 388 TWh, mikä vastaa energiamäärältään noin 41,7 miljoonaa tonnia öljyä ja 134,7 miljoonan tonnin hiilidioksidipäästövähennystä. Vastaavasti vuonna 2000 lämpöenergiaa tuotettiin aurinkoenergialla vain 51 TWh. Muihin uusiutuvan energian tuotantomuotoihin verrattuna vuonna 2017 aurinkolämpö jäi määrällisesti toiseksi vain tuulienergialle, jolloin tuulienergian asennettu sähkökapasiteetti oli 540 GW. Aurinkosähkökapasiteettia oli kaiken kaikkiaan 402 GW. Kumulatiivinen kapasiteetin kasvu on ollut aurinkolämmöllä nopeinta jo useamman vuoden ajan. Vuonna 2017 aurinkosähkökapasiteetti kasvoi prosentuaalisesti nopeimmin kaikista uusiutuvista energialähteistä, kasvun ollessa jopa 33 %, tuulienergian ollessa toisena 11 % osuudella ja aurinkolämmön kasvaessa vain 4 %. (Weiss & Spörk-Dür 2018, s. 11.) Asennettu aurinkolämpökapasiteetti on vuosittain kasvanut ja noudattanut logistista S-käyrää (Kuva 1), vaikkakin kasvu on selvästi hidastunut viime vuosina, erityisesti vuonna 2014. Markkina on kuitenkin jälleen kohentumassa ja esimerkiksi 2016 kasvu väheni vain 9 %, kun taas 2014–2015 kasvu heikkeni jopa 14 %. Kiihkeintä markkinakasvu vuonna 2017 oli Intiassa (26 %), Meksikossa (7 %) ja Turkissa (4 %). Suuremman kokoluokan aurinkokaukolämpöjärjestelmät ja teollisuusprosessien aurinkolämpöjärjestelmät ovat myös kasvattaneet kiinnostusta globaaleilla markkinoilla, erityisesti Euroopassa ja Kiinassa. (Weiss & Spörk-Dür 2018.)



Kuva 1. Maailmanlaajuisesti asennettu aurinkolämpökapasiteetti (GW) ja aurinkolämmön tuotantomäärä (TWh) vuodesta 2000 vuoteen 2017 (Weiss & Spörk-Dür 2018).

Pienet omakotitaloihin ja kerrostaloihin asennetut aurinkolämpöjärjestelmät muodostavat 90 % koko maailmanlaajuisesta aurinkolämpökapasiteetista, ja erityisesti Kiinan ja Euroopan hidastunut markkinakehitys vaikuttaa koko maailmanlaajuisen markkinaan. (Weiss et al. 2017, Weiss & Spörk-Dür 2018.) Aurinkokaukolämmön ja teollisuuden prosessien tarpeisiin käytettävän aurinkolämmön markkinoiden ennustetaan kasvavan tulevina vuosina, vaikka niiden osuus on tällä hetkellä vain noin 3 % koko maailmanlaajuisesta asennetusta aurinkoenergiakapasiteetista. Teollisuusprosessien aurinkolämpöjärjes-

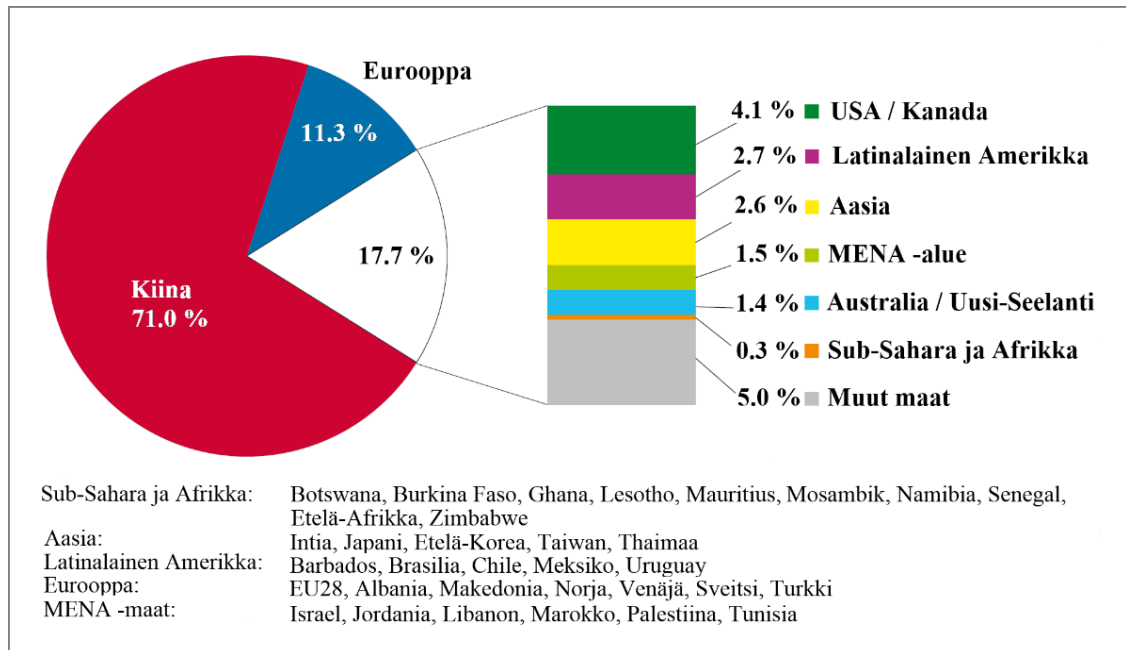
telmien markkinat ovat selvässä kasvussa, ja vuonna 2017 niitä asennettiin ennätysmäärä. Järjestelmien määrä kasvoi vuonna 2017 25 % ja keräinpinta-ala 46 %. Teollisuudenaloista aurinkolämpöä hyödynnetään eniten maailmanlaajuisesti kaivosteollisuudessa, mutta myös esimerkiksi ruoka- ja tekstiiliteollisuudessa (Kuva 2). Maailman suurin aurinkoprosessilämpösovellus, parabolinen kourukeräinkenttä, aloitti toimintansa helmikuussa 2018 Omanissa, ja on kapasiteetiltaan yli 100 MW toimittaen 660 tonnia prosessihöyryä öljykentän tarpeisiin. (Weiss & Spörk-Dür 2018.) Toiseksi suurin prosessilämpösovellus rakennettiin vuonna 2013 Chileen, jossa järjestelmän huippukapasiteetti on 27,5 MW, ja jonka tuottamiseen tarvitaan 39300 m² tasokeräinpinta-alaa sekä 4000 m³ lämpövarasto. Sovelluksella pystytään kattamaan jopa 85 % kuparikaivoksen prosessilämmöstä, mikä vastaa energiamäärältään 50 000 MWh vuodessa. (Weiss et al. 2017, GSTEC 2012.)



Kuva 2. Aurinkolämpöjärjestelmät eri teollisuuden aloilla maailmanlaajuisesti muokattuna lähteestä Weiss & Spörk-Dür 2018.

Vuonna 2017 Euroopassa asennetusta aurinkolämpökapasiteetista 75 % asennettiin Tanskaan, ja 92 % Euroopan ulkopuolisista järjestelmistä on asennettu Kiinaan. Vuonna 2016 aurinkolämmön kokonaiskapasiteetista 324,5 GW asennettiin Kiinaan ja Eurooppaan 51,8 GW, ja yhdessä nämä muodostavat 82,3 % kaikesta asennetusta aurinkolämpökapasiteetista (Kuva 3). (Weiss & Spörk-Dür 2018.) Kiinan hidastunut markkinakasvu vaikuttaa maailmanlaajuisen kokonaiskapasiteetin kasvuun, sillä siellä on ylivoimaisesti eniten asennettua aurinkolämpökapasiteettia. Suurimmissa aurinkolämpömaissa kehityssuunta heikkeni vuonna 2015 – Kiinassa, Australiassa, Saksassa, Brasiliassa ja Yhdysvalloissa. (Weiss et al. 2017.) Maailmanlaajuisesti tyhjiöputkikeräimet (71,6 %) ovat yleisempiä kuin tasokeräimet (22,1 %). Kattamattomia vesikeräimiä oli 6,1 % ja ilmakeräimiä vain 0,3 % aurinkokeräimien kokonaiskapasiteetista. Käytetty keräinteknologia vaihtelee alueellisesti ja sovelluskohtaisesti, ja perinteisesti tasokeräimet ovat olleet yleisempiä Euroopan (82,9 %) ja tyhjiöputkikeräimet (71,5 %) Kiinan markkinoilla. (Weiss & Spörk-Dür 2018.) Kokonaiskapasiteetin ennustetaan kasvavan, mutta kasvu myös hidastuu jonkin verran. IEA:n ennusteiden arvioidaan edustavan 95 % kaikesta maailmanlaajuisesta asennetusta aurinkolämpökapasiteetista. IEA:n (Weiss et al. 2017) arviossa todetaan aurinkolämmön kilpailevan nousussa olevien lämpöpumppu- ja aurinkopaneelisovellusten

kanssa, mikä on voinut hidastaa kapasiteetin kasvua 2014–2016, erityisesti Kiinan markkinoilla.



Kuva 3. Asennettujen kattamattomien ja katettujen ilma- ja vesiaurinkokeräimien osuus talousalueen mukaan vuonna 2016 muokattuna lähteestä Weiss & Spörk-Dür 2018.

Vuonna 2016 noin 30 % uusista asennetuista aurinkokeräinpinta-aloista tulee yksin Tanskan Silkeborgin aurinkolämpölaitoksesta. Se on keräinpinta-alaltaan 156 694 m², ja sen huippukapasiteetti 110 MW tekee siitä tällä hetkellä maailman suurimman aurinkokaukolämpölaitoksen. Kentän koko vastaa yli 20 jalkapallokenttää. Kentän aurinkokeräimien teho on noin 702 W/m² ja vuosittainen arvioitu tuotettu lämpöenergiämäärä on lähes 80 000 MWh. Toiseksi suurin, 69 991 m² kokoinen ja teholtaan 50 MW:n järjestelmä, rakennettiin Tanskan Vojensiin 2015 (Kuva 4). Maltillisemmän kokoluokan aurinkolämpöjärjestelmää edustaa esimerkiksi Lollandin Sollestedin keräinkenttä, jonka keräinpinta-ala on 4701 m², arvioitu lämpöteho 3,4 MW, ja vuosittainen arvioitu lämpöenergian tuotantomäärä 2668 MWh. (Danish District Heating Association 2018, Weiss et al. 2017.)



Kuva 4. Aurinkokaukolämpöjärjestelmä Tanskan Vojensissa. Järjestelmään kuuluu myös kaivantolämpövarasto (Weiss & Spörk-Dür 2018).

Kolme neljäsosaa kaikista aurinkolämpöjärjestelmistä on termosifonkijärjestelmiä, ja loput pakkokiertoisia aurinkolämpöjärjestelmiä. Aurinkolämpöjärjestelmistä kerrotaan enemmän kappaleessa 6. Vuonna 2016 89 % asennetuista aurinkolämpöjärjestelmistä oli termosifonkijärjestelmiä, kun taas pakkokiertoisten järjestelmien osuus oli vain 11 %.

Aurinkojäähdytyksellä on kasvavat markkinat ja noin 70 % alle 350 kW:n järjestelmistä on asennettu Eurooppaan. Kuitenkin Aasiassa ja Lähi-Idässä kysyntä on kasvussa. Isompien, yli 350 kW aurinkojäähdytysjärjestelmien suorituskyky on parantunut ja kustannukset ovat pienentyneet skaalauksen ansiosta. Aurinkojäähdytyksessä aurinkokeräimet tuottavat lämpöä absorptiojäähdyttimille, jotka edelleen tuottavat jäähdytystä kiinteistöön. Aurinkojäähdytys on kustannustehokasta esimerkiksi isoissa toimistorakennuksissa, hotelleissa, sairaaloissa, ja kaupallisissa ja teollisuuskiinteistöissä. Erityisesti sekä käyttö- että tiloja lämmittävät järjestelmät ovat tulleet kustannustehokkaammiksi. Suurin aurinkojäähdytyssovellus sijaitsee Arizonassa. Kattoasenteinen aurinkokeräinkenttä on pinta-alaltaan 4865 m² ja kapasiteetiltaan 3,4 MW tuottaen yksivaiheiselle litium-bromidi-absorptiojäähdyttimelle lämpöä. Jäähdytystehon kapasiteetti on 1,75 MW. Myös esimerkiksi IKEA:lla on Singaporessa aurinkojäähdytysjärjestelmä, jonka keräinpinta-ala on 2472 m² jäähdytystehon ollessa 880 kW. (Weiss & Spörk-Dür 2018.)

Skandinaavisissa ja Euroopan maissa, kuten Tanskassa, Ruotsissa, Itävallassa, Saksassa, Espanjassa ja Kreikassa aurinkokaukolämpöjärjestelmät ja alueelliset aurinkolämpöratkaisut ovat olleet käytössä jo 1980-luvulta lähtien. Kiina on tällä hetkellä selvä markkinajohtaja Tanskan ollessa eurooppalainen alan edelläkävijä, missä aurinkolämpöteknologia on kypsää ja markkina on melko vakaa. Kiinteistökohtaisia ratkaisuja on Tanskassa alle 1 % kaikista aurinkolämpöratkaisuista. Tyypillisesti Tanskassa aurinkolämpöä syötetään kaukolämpöverkkoon ja asennetaan esimerkiksi biolämpölaitosten yhteyteen. (Weiss et al. 2017, Weiss & Spörk-Dür 2018.)

2.2 Markkinanäkymät Suomessa

Suomessa tuotettiin aurinkolämpöä vuonna 2016 Tilastokeskuksen (2018) mukaan noin 19,2 GWh (69 TJ), kun taas aurinkosähkön tuotanto oli hieman vähemmän, 17,8 GWh (64 TJ). Aurinkoenergiakapasiteetti on kasvanut Suomessa melko tasaisesti vuodesta 1988, ja aurinkopaneelien kapasiteetti kasvoi vuodesta 2015 ja 2016 välillä jopa 8,34 GWh (30 TJ) ja aurinkolämmön vastaavasti noin 1,4 GWh (5 TJ). Määrissä ei kuitenkaan ole huomioitu verkkoon kytkemättömiä järjestelmiä, kuten mökit tai muut vapaa-ajan asumukset. Asennettua pinta-alaa on vaikeaa arvioida, koska aurinkopaneelien ja -keräimien teho pinta-alaa kohden vaihtelee, jolloin tuotantotehosta ei voida suoraan laskea keräin- tai paneelipinta-alaa. Tilastokeskus kuitenkin arvioi, että vuonna 2016 aurinkokeräimiä olisi asennettu noin 55 000 m² ja aurinkosähköpaneeleita 35 MWp, olettaen, että 1 kWp, eli yhden kilowatin huipputeho vastaa 800 kWh:ta vuodessa. (Tilastokeskus 2018.)

Työ- ja elinkeinoministeriön (2017) ilmastostrategiassa hybridijärjestelmien hyödyntäminen, nimenomaan aurinkolämmön ja bioenergian integroiminen, nähdään varteenotettavana lämmitysmuotona tulevaisuudessa. Kuitenkin kaukolämpösektorilla hiilidioksidipäästöjen vähentämisen ja uusiutuvien energialähteiden kasvattaminen nojaa enimmäkseen biomassan osuuden kasvattamiseen. Potentiaalisina hajautetun uusiutuvan energian tuotantokohteina nähdään nykyisellään suoraa sähkö- ja öljylämmitystä käyttävät kohteet. Ilmastostrategian mukaan yli 40 % nykyisistä lämmitysjärjestelmistä perustuvat sähkö-, öljy- tai kaasulämmitykseen. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2017.) Juuri näiden lämmitysmuotojen korvaajaksi on ehdotettu aurinkolämpöön liittyviä hajautettuja hybridiratkaisuja useissa julkaisuissa (Pöyry Management Consulting Oy 2013 & 2017, Hakkarainen 2016 & Hakkarainen et al. 2015).

Poliittiset ohjauskeinot vaikuttavat merkittävästi aurinkolämpöjärjestelmien ja muiden uusiutuvien energiantuotantomuotojen taloudelliseen kannattavuuteen. Pöyry Management and Consultingin (2018) Työ- ja elinkeinoministeriölle tekemän selvityksen mukaan kivihiilen käytön kieltäminen ennen vuotta 2030 voi nostaa kaukolämmön hintoja 0–20 % Helsingissä ja Vaasassa. Tämä vaikuttaisi aurinkolämpöratkaisujen kannattavuuslaskelmiin niin, että takaisinmaksuajat laskevat, nettonykyarvo ja sisäinen korkokanta kasvavat, ja aurinkolämmön energiantuotantohinta laskee, jolloin kannattavuus paranee. Kivihiilen kieltäminen voi myös nostaa esimerkiksi biomassan ja turpeen hintoja, mikä kannustaa entisestään muiden energiantuotantomuotojen, kuten aurinkoenergian tuotannon lisäämiseen.

Uusiutuvien energialähteiden hankkeet ovat usein kalliita ja ne tarvitsevat vakaata ja pitkäaikaista sitoutumista, jotta investointi olisi perusteltu ja kannattava. Lisäksi niiden käyttöönottoaminen vaatii yhteistyötä kaupunkisuunnittelun ja maankäytöstä vastaavien tahojen kanssa, ja energiantuotannon tarkoituksiin saatavilla olevat alueet vaikuttavatkin paljon siihen, millaisia järjestelmiä kaupunkialueille on mahdollista rakentaa ja mihin tulisi investoida. Näin ollen myös tuotantotavan hyväksyttävyys kytkeytyy siihen, millaiset energiantuotantomuodot nähdään potentiaalisina vaihtoehtoina kaupunkiympäristössä. Energia-alan liiketoimintamalleja voisi olla hyvä kehittää paikallisesti kuntien eri alueilla yhteistyössä kuntien kanssa, jolloin kaupunki- ja energiasuunnittelu kytkeytyisivät jo varhaisessa vaiheessa yhteen ja kaikki alueen potentiaali saataisiin hyödynnettyä. (Hukkalainen 2018.) Myös Sperling et al. (2011) toteavat Tanskan kuntien energiasuunnitteluun liittyvässä tutkimuksessaan, että kunnilla on tärkeä rooli alueellisessa energiasuunnittelussa. Tätä tukee myös Helsingin kaupunkisuunnitteluviraston (2013) selvitys, jossa todetaan yleiskaavan oleva uusiutuvien energiantuotantomuotojen käytön mahdollistava te-

kijä. Lisäksi Sperling et al. (2011) toteavat, että strategisen energiasuunnittelun tulisi yhdistää kansallista päätöksentekoa (valtuustojen päätökset energia-asioissa) kunnallisen energiasuunnittelun kanssa. Näin ollen voidaan todeta, että aluesuunnittelulla on merkittävä rooli uusiutuvien energiaratkaisujen käyttöönottamisessa alueellisesti.

Pöyry Management Consulting Oy (2017) arvioi raportissaan, että Suomessa rakennuksien kattopinta-alojen hyödyntäminen aurinkosähkön tuotantoon voisi vuodessa lisätä tehokapasiteettia 14 GW ja energiamäärää 13 TWh. Peura et al. (2017) sen sijaan arvioi, että huomioimalla myös maa-alojen pinta-alojen hyödyntämisen ja aurinkolämpöpotentiaalin, voi aurinkoenergian tuotantopotentiaali olla Suomen olosuhteissa 30 TWh vuodessa. Aurinkolämpöön liittyvien järjestelmien yleistymistä ovat hidastaneet teknologiodien korkeammat investointikustannukset sekä tuotannon rajallisuus talviaikaan, jolloin lämmöntarve olisi suurinta. Kuitenkin teknologinen kehitys, ympäristö- ja energia-alan vaatimukset ja määräykset sekä imagotekijät lisäävät selvästi kiinnostusta aurinkolämmön hyödyntämisen tutkimiseen ja liiketoimintamahdollisuuksien kehittämiseen. Esimerkiksi kaukolämpöyhtiöillä on mahdollisuus laajentaa liiketoimintaansa alueellisiin ja kiinteistökohtaisiin palvelumalleihin ja uusiutuvaan kaukolämpöön niin hajautetusti kuin keskitetysti.

AulaResearch teki Helenin toimeksiannosta vuonna 2017 kyselyn (Vekkilä & Laaninen 2017a.) helsinkiläisille kuntapäättäjäille energia-asenteista, jossa edustettuna olivat kaikki kahdeksan eduskuntapuoluetta. Kyselyyn vastanneista 84 % oli sitä mieltä, että aurinkoenergian määrää tulisi lisätä ja siihen tulisi panostaa. Aurinkoenergian kannatus oli eri energiantuotantomuodoista suurinta. Toiseksi eniten kannatusta saivat lämpöpumppuratkaisut 64 %:n kannatuksella. (Vekkilä & Laaninen 2017a.) AulaResearch teki myös toisen kyselytutkimuksen eri energia-alan vaikuttajille liittyen näkemyksiin tulevaisuuden energiapolitiikasta (Vekkilä & Laaninen 2017b). Tässä toisessa kyselyssä 78 % vastaajista oli sitä mieltä, että julkisen sektorin tulisi osallistua ja tarjota aurinkoenergian investointi- tai tuotantotukia, mitkä nähdään IEA:n ja IRENA:n (2015) mukaan keskeisinä ajureina aurinkolämpöjärjestelmien lisäämiseksi Euroopassa. Pilottihankkeet, tutkimus ja kehitys lisäävät ymmärrystä uusista teknologioista ja järjestelmäsuunnitteluun liittyvää osaamista. Melko uusiin kiinteistöihin, joissa peruskorjaustarvetta ei ole, ei taloudellisesta näkökulmasta kannata nykyisten investointikustannusten vuoksi investoida aurinkolämpöjärjestelmiin. (Pöyry Management and Consulting 2013.)

Suomessa aurinkolämpöjärjestelmiä on toteutettu mm. Helsingin Viikissä asuinrakennusten, Ristiinassa hakelaitoksen ja Helsingissä Sakarinmäen koulun yhteyteen. Ristiinassa aluekohtaisella energiaratkaisulla, aurinkolämmön ja hakelaitoksen hybridillä, vähennetään hakelämmityslaitoksen polttoaineen kulutusta kesäisin ja tasataan piikkitunteina kulutushuippuja. Eko-Viikissä aurinkolämpöä käytetään käyttöveden lämmitykseen kaukolämmön ohella ja Sakarinmäessä aurinkolämpöjärjestelmä toimii yhdessä bioöljykattilan ja maalämpöpumpun kanssa. Suomen aurinkolämpöjärjestelmiä on koottu liitteeseen 14 (Solpros 2004, Vexve 2017, Helen Oy 2018a.)

2.3 Markkinoiden kehitykseen vaikuttavat tekijät

2.3.1 Yhteiskunnalliset ja sosiaaliset tekijät

Pöyry Management and Consultingin (2017) mukaan taloudellisten tekijöiden, kuten kannattavuuden, eri kustannusten ja elinkaaren aikaisen tuoton lisäksi myös ei-taloudelliset tekijät vaikuttavat teknologiodien yleistymiseen. Ei-taloudelliset tekijät ovat arvoihin liit-

tyviä tekijöitä, kuten kiinnostus uutta teknologiaa kohtaan, arvot ja hyvän imagon luominen erityisesti yritysten kohdalla. Muita ei-taloudellisia tekijöitä ovat esimerkiksi ammatti-ihmisten tietotaito, kuluttajien ominaisuudet, kuten koulutus- ja tulotaso, ikä, arvo-maailma, naapurivaikutus hajautetun tuotannon tapauksessa tai energiaomavaraisuus. Naapurivaikutuksella tarkoitetaan sitä, että esimerkiksi aurinkopaneelien näkyvyys naapurustossa lisää uusien aurinkopaneeliasennusten määrää. (Pöyry Management and Consulting 2017.)

Energia-alalla investointeja ja teknologian yleistymistä ohjaavat poliittinen päätöksenteko ja tahtotila, ilmastomuutoksen ehkäisyyn liittyvä päästöjen vähennystarve ja ilmastoneutraalius, tuotantotapaan liittyvät liiketoimintamahdollisuudet ja nykyään myös siihen liittyvä tuotteistus ja muuttuva hinnoittelu. Kansainvälisellä ja kansallisella poliittisella päätöksenteolla ja lainsäädännöllä luodaan painetta siirtyä uusiutuvien energiantuotantomuotojen käyttöön ja fossiilisista energiantuotantomuodoista luopumiseen. Energiatehokkuussopimukset, päästörajoitteet, erilaiset direktiivit, (EPBD, EED), lainsäädäntö, säädökset ja sopimukset, kuten Pariisin ja Kioton ilmastopimukset, verotus, tuet sekä markkinarakenne, paikalliset poliittiset ja ympäristötekijät, mitkä vaihtelevat maittain, vaikuttavat investointeihin ja teknologian, kuten aurinkolämmön, yleistymiseen. Sitoutuminen erilaisiin ilmastoneutraaliuden tavoitteisiin vaikuttaa oleellisesti siihen, millaisiin tuotantomuotoihin on kannattavaa tulevaisuuden kannalta investoida. Useissa maissa uusiutuvien energialähteiden määrää on saatu kasvatettua tukemalla uusia investointeja investointituilla sekä verottamalla fossiilisten polttoaineiden käyttöä. Esimerkiksi Suomessa aurinkolämpö- ja -sähköinvestointeihin on mahdollista saada 20–25 % investointitukea (Auvinen et al. 2016). EPBD- ja EED -direktiivien mukaiset energiatehokkuustavoitteet ja niihin perustuvat valtion investointituet tukevat aurinkolämpöjärjestelmien yleistymistä ja ennustavat näiden järjestelmien kasvua myös tulevaisuudessa (Pöyry Management and Consulting Oy 2013, Motiva 2018a). Voidaan siis sanoa, että Suomessa on ja tulee olemaan kysyntää uusiutuvan energian teknisille ratkaisuille ja konsepteille. Konsepteja kehittäessä on hyvä huomioida myös kuluttajien tarpeita ja mieltymyksiä, kuin myös yleisiä trendejä, joita energia-alalla on nähtävissä. (Klobut et al. 2014.)

Erilaiset tuet ja verotus vaikuttavat toimijoiden investointipäätöksiin. Myös kotitaloudet voivat saada tukea uusiutuvan energian investointeihin esimerkiksi kotitalousvähennyksen muodossa (Auvinen et al. 2016). Investointikustannuksilla on aurinkoenergiajärjestelmissä suuri painoarvo, minkä vuoksi mahdolliset investointituet laskevat lähes lineaarisesti tuotantokustannuksia (Pöyry Management and Consulting Oy 2013). Suomen energia- ja ilmastostrategiassa kivihiilestä on päätetty luopua 2030 mennessä, mutta kivihiilikielto on mahdollinen jo vuonna 2029. (Yle 2018, Työ- ja elinkeinoministeriö 2017/2018a). Investoinnin taloudellisuuteen vaikuttaa politiikan ja ilmastomuutoksen ehkäisyn lisäksi yleinen julkinen mielipide ja mielikuva siitä, mitä pidetään ympäristöystävällisenä ja vastuullisena. Aiemmin mainitun päättäjäkyselyn (Vekkilä & Laaninen 2017a) mukaan aurinkoenergiaan panostaminen on suurelle osalle päättäjistä tärkeää.

Kaupunkien ilmastotavoitteet voivat toimia ajurina aurinkolämmön yleistymiselle (Työ- ja elinkeinoministeriö 2017, 2018a). Kaupunki-, energia-, rakennuttaja- tai vuokra-asuntoyhtiöiden aktiivinen toimijuus ja yhteistyö voivat vauhdittaa uusiutuvien teknologioiden yleistymistä (Hukkalainen 2018, Apajalahti 2018, Prutsch 2018). Aurinkoenergiajärjestelmät edellyttävät pinta-alaa, mitä yleisesti ottaen on tiheillä kaupunkialueilla rajoitusti eikä kattopinta-alojen käyttökään ole yksiselitteistä. Paikalliset ja alueelliset tekijät, kuten maaperän geologia ja sijainti voivat vaikuttaa uuden teknologian ja energiantuotantomuotojen käyttöönottoon. Tämän vuoksi kaupungeissa tulisikin tutkimuksien mukaan

huomioida uusiutuvan energian tarpeita myös kaupunkien aluesuunnittelussa (Hukkalainen 2018). Pääkaupunkiseudun ilmastostrategiassa 2030 (YTV 2007, s. 70) mainitaankin, että yhtenä keinona lisätä aurinkosähkön ja -lämmön käyttöä ja hyödyntämistä pääkaupunkiseudulla on edistää sitä niin energiayhtiöiden, kaupunkisuunnittelun, kiinteistöhuollon sekä rakennuttajaorganisaatioiden taholta. Myös yhteistyö viranomaisten ja mahdollisten asiakkaiden kanssa voivat jouduttaa uusien teknologioiden yleistymistä. Esimerkiksi paikalliset kaupunkikohtaiset ilmansaasteet toimivat ajureina päästöttömämmille energiantuotantomuodoille, kuten aurinkoenergialle. Helsingin kaupunkisuunnitteluviraston selvityksen (2013) mukaan kaavoituksella voidaan vaikuttaa rakennusten lämmitystarpeeseen ja uusiutuvien energiantuotantomuotojen käyttöön suunniteltavalla alueella. Lisäksi se mahdollistaa erilaisten ympäristöpolitiikan ohjauskeinojen käytön, kuten ehdottomat kiellot, taloudelliset kannustimet sekä informaatio-ohjauksen. Suunnittelun vaikuttavuus riippuu siitä, millä kaavatasolla päätöksiä tehdään. Tämä perustuu siihen, että suuremmilla linjauksilla, kuten yleis- ja maakuntakaavalla, on suurempi vaikutus kuin yksittäisillä toimilla, sillä aluekokonaisuuden suunnittelu ohjaa kohdekohtaisempaa suunnittelua paikallisesti. Esimerkiksi yleiskaavoituksessa pyritään estämään esimerkiksi hiililukkiutumaa, millä tarkoitetaan pitkän aikavälin toimia, jotka eivät ohjaa päästöjen vähentämiseen. Maankäyttösuunnittelussa ratkaisut voivat ohjata toimijoita ilmastoneutraalimpaan toimintaan ja mahdollistaa uusien järjestelmien käyttöönottoa. (Helsingin kaupunkisuunnitteluvirasto 2013.)

Aurinkolämmön yleistymistä Itävallassa on vauhdittanut paikallisen kaukolämpöverkon hyödyntäminen, johon on liitetty aurinkokaukolämpölaitoksia, sekä ilmansaasteiden vähentämistarpeet. (Prutsch 2018, Nussmueller 2017.) Aurinkosähkön ja uusiutuvan energiatuotannon lisääntyminen voi laskea CHP:n mutta kasvattaa aurinkolämmön kannattavuutta. Pienemmissä kaupungeissa tai muissa kohteissa, joissa on tarve vähentää muun polttoaineen kulutusta, aurinkolämpö voi jo sellaisenaan olla kustannustehokas energiantuotantotapa kesäkaudella. (PlanEnergi 2018, Mauthner & Herkel 2016, Mathiesen & Hansen 2017/2018). Eri maanosien ja valtioiden välillä on suuria eroja markkinarakenteissa ja energia-alan toimijoiden toimintatavat poikkeavat toisistaan merkittävästi. Koska aurinkoenergiajärjestelmien soveltuvuus on hyvin kohdesidonnaista, vaikuttavat erilaiset paikalliset toimintaympäristöt siihen, miten näitä järjestelmiä saadaan otettua käyttöön muualla, vaikka järjestelmä olisi teknisesti samankaltainen. Teknologian yleistyessä voidaan tarjota myös erilaisia rahoitusmalleja asiakkaiden houkuttelemiseksi. Esimerkiksi suurin aurinkolämpötoimittaja Arcon-Sunmark ja itävaltalainen SOLID tarjoavat ns. PPA-sopimusta (power purchase agreement). Se on pitkäaikainen aurinkoenergian ostosopimusmalli, jolloin järjestelmän tuotosta, ylläpidosta ja muista riskeistä vastaa yleensä voimalan rahoittaja eikä käyttäjälle aiheudu tuotantoriskiä. (Auvinen et al. 2016, Eijbergen 2018, Holter 2018). Näin käyttäjälle voidaan mitoittaa sopiva järjestelmä sen mukaan, mihin tuotantokustannukseen sillä halutaan päästä (Eijbergen 2018, Holter 2018, Auvinen et al. 2016). Rahoittajana voi olla esimerkiksi jokin holding-yhtiö, jonka kanssa sopimus tehdään. Energiateollisuuden (2018b) mukaan energia-alalla onkin ”koittanut asiakkaiden aika”, mikä mahdollistaa uudenlaista liiketoimintaa, jolloin energiamäärän myynnin sijaan voidaankin myydä palveluita tai ”olosuhdetta”, kuten tasaista huonelämpötilaa.

Aurinkoenergian markkinat, kysyntä ja tekninen kehitys ovat olleet kasvamaan päin ja joidenkin maiden, kuten Kiinan, ylivoimainen johtava markkina-asema asennetun aurinkolämpökapasiteetin suhteen vaikuttaa hyvin paljon aurinkolämmön tuotannon kasvutalastoihin. Maailmalla toteutetut referenssikohteet ovat aina kohdekohtaisia eikä niitä voi välttämättä sellaisenaan kopioida toisenlaisiin olosuhteisiin. Aurinkolämpöteknologian

yleistymiseen ja käyttöönottoon vaikuttavat keskeisesti useat yhteiskunnalliset ja sosiaaliset tekijät: Poliittiset ohjauskeinot ja tahtotila, taloudellisten markkinarakenteiden erot maiden välillä, liiketoimintamallit, maiden ja kaupunkien paikalliset olosuhteet, kuten sijainti, maaperä, luontaiset resurssit, kuljetusreitit, historia, energiansiirtoverkoston rakenne, aluesuunnittelu ja pinta-ala. Lisäksi kuluttajien arvomaailmat ja mielikuvat vaikuttavat uuden teknologian hyväksyttävyyteen.

2.3.2 Tekniset ja taloudelliset tekijät

Aurinkolämpöjärjestelmiä voidaan toteuttaa hajautettuina tai keskitettyinä järjestelminä ja Alanteen & Saaren (2006) mukaan tulevaisuudessa ne tulevat toimimaan rinnakkain. Heidän mukaansa energiantoimittajien olisi hyödyllistä tunnistaa ne alueelliset sijainnit, joissa hajautettua energiantuotantoa ja uutta liiketoimintaa voisi olla kannattavaa toteuttaa. Tutkimuksien mukaan (Hirvonen 2017a/b, Hirvonen et al. 2017) aurinkolämpöjärjestelmät ja hybridijärjestelmät voivat olla toimivia ja kustannustehokkaita aluekohtaisia ratkaisuja. Esimerkiksi aurinkolämmön ja lämpöpumppujen käyttäminen yhdessä voi olla tehokkaampaa kuin näiden käyttäminen erikseen. Kuitenkin jo olemassa oleva paikallinen energianjakeluverkosto ja infrastruktuuri, esim. kaukolämpöverkko vaikuttavat siihen miten ja millaiset järjestelmät ovat kannattavia toteuttaa. Hajautettua tuotantoa kannattaa toteuttaa siellä, missä ei ole valmista infrastruktuuria energianjakeluun. Vastavasti keskitettyä energiantuotantoa ei ole kannattavaa rakentaa sinne, missä käyttäjiä ei ole kovin paljon. Myös olemassa olevan kaukolämpöverkon lämpötilatason laskemista on tutkittu, jotta uusiutuvia energiamuotoja olisi helpompi lisätä kaukolämpöverkon piiriin. Esimerkiksi aurinkokeräimet toimivat tehokkaammin melko matalalla lämpötila-alueella (0–70 °C). Kaukolämpöverkko on kuitenkin lähtökohtaisesti mitoitettu korkealle lämpötilatasolle, jotta energiaa voidaan siirtää tehokkaasti laajassa verkossa. Haasteena on myös patteristojen suunnittelu- ja mitoituslämpötilat, Legionella-bakteeriston kasvun välttäminen, olemassa olevat putkistokoot mitoitetuille virtauksille ja energiansiirrolle sekä pumppaus- ja putkistokustannukset. Matalampaa kaukolämpöverkkoa voisi olla helpompi toteuttaa uusilla alueilla, joissa verkkoa ei vielä ole, jolloin verkon ja esimerkiksi hybridiennergiajärjestelmän toiminnan yhteensovittaminen ja mitoitus olisi helpompaa.

Myös kaukolämpöverkon avaamista ja kaksisuuntaista toimintaa on tutkittu viime vuosina yhä enemmän (Paiho & Reda 2016, Bünning et al. 2018). Fortum avasi ensimmäisenä Suomessa kaukolämpöverkkonsa kaikille tuottajille julkisilla ostohinnoilla (Fortum 2018). Onkin mahdollista, että kaukolämpöverkkojen avaaminen kilpailulle lisää hajautetun uusiutuvan energian tuotantoa. Pöyry Management and Consultingin (2017) mukaan kaksisuuntaisuus kaukolämpöverkoissa voi yleistyä ja vaikuttaa lämmön ja jäähdytyksen myynti- ja asiakasmääriin, luoden myös uusia palvelumalleja ja liiketoimintamahdollisuuksia. Kuitenkin, jos hajautetulla uusiutuvalla tuotannolla, kuten lämpöpumpuilla, korvataan uusiutuvaa kaukolämpöä tai yhteistuotantoa, päästövaikutukset voivat muuttua negatiivisiksi lämpöpumppujen nostaessa sähkönkulutusta. Kivihiilellä toimivat yhteistuotantolaitokset ovat perinteisesti olleet kustannustehokkaita ja Suomessa niiden alhainen tuotantohinta rajoittaakin merkittävästi uusiutuvien teknologioiden yleistymistä. Usein uusiutuvat energiantuotantomuodot mielletään hajautetuiksi energiantuotantoratkaisuiksi, mutta kaukolämpöverkko tarjoaa tehokkaan tavan siirtää uusiutuvaa kaukolämpöä kaupungin eri puolilta kulutuskohteisiin. Useiden tutkimuksien mukaan kaukolämpöverkko mahdollistaa uusiutuvan energian lisäämisen kustannustehokkaammin kuin hajautetut järjestelmät (Hast et al. 2018, Rämä & Mohammadi 2017, PlanEnergi 2018, Mauthner & Herkel 2016, Mathiesen & Hansen 2017/2018).

Suomessa ja Helsingissä yhteistuotanto CHP-laitoksilla on perinteisesti ollut suurta, ja olemassa olevilla aurinkoenergiajärjestelmillä ei päästä yhtä suuriin tuotantomääriin (MWh) kuin mitä yhteistuotantolaitoksilla on saavutettavissa. Toisaalta melko suuria keskittäviä aurinkotuotantolaitoksia on jo olemassa. Esimerkiksi Kaliforniassa sijaitsee Ivanpahin keskittävä aurinkolämpövoimalaitos, teholtaan 394 MW, joka tekee höyryturbiinin avulla sähköä (Kalogirou 2014). Sijainti vaikuttaa kuitenkin siihen, missä ja milloin aurinkoenergiaa voidaan tuottaa eivätkä esimerkiksi keskittävät aurinkojärjestelmät sovi Suomen olosuhteisiin vähäisen suoran säteilyn, mutta suuren hajasäteilyn vuoksi. Euroopassa suuret aurinkokaukolämpölaitokset ovatkin keskitettyjä aurinkokeräinkenttiä, jotka hyödyntävät paikallista kaukolämpöverkkoa lämmön siirtämiseksi kulutuskohteisiin sekä erilaisia päivä-, viikko- ja kausitason lämpövarastoja tuoden joustavuutta aurinkolämmön tuotantoon (PlanEnergi 2018, Mauthner & Herkel 2016, Mathiesen & Hansen 2017/2018). Energiantuotantoon voidaan tuoda joustavuutta myös ns. power-to-heat -järjestelmillä, jotka mahdollistavat sähköön muuttamisen lämpöenergiaksi esimerkiksi sähkökattiloiden avulla (Salpakari et al. 2016).

Tanskassa fossiilisia polttoaineita on verotettu raskaammin kuin Suomessa (Pöyry Management and Consulting 2013, s. 35), mikä tekee uusiutuvan energian investoinneista siellä kannattavampia. Lisäksi Tanskassa kaukolämpöyhtiöt ovat usein osuuskuntia, toisin kuin esimerkiksi Suomessa, jossa energiayhtiöt ovat hyvin usein kuntien omistamia yhtiöitä. Yhtiöillä taas on merkittävästi suurempi tuottotavoite toisin kuin osuuskunnilla. Tanskassa energia ostetaan paikalliselta kaukolämpöyhtiöltä, kaukolämpöön liittymisen ollessa pakollista, jolloin kilpailua ei oikeastaan ole. Eri maiden kaukolämpöverkkojen välillä voi olla suuriakin eroja, mikä vaikuttaa siihen millaista energiantuotantoa ja teknologiaa paikallisesti käytetään. Tanskassa aurinkolämmön hyödyntäminen on yleistynyt, mutta maiden välisissä vertailuissa on hyvä huomioida teknisten tekijöiden eroja. Tanskassa

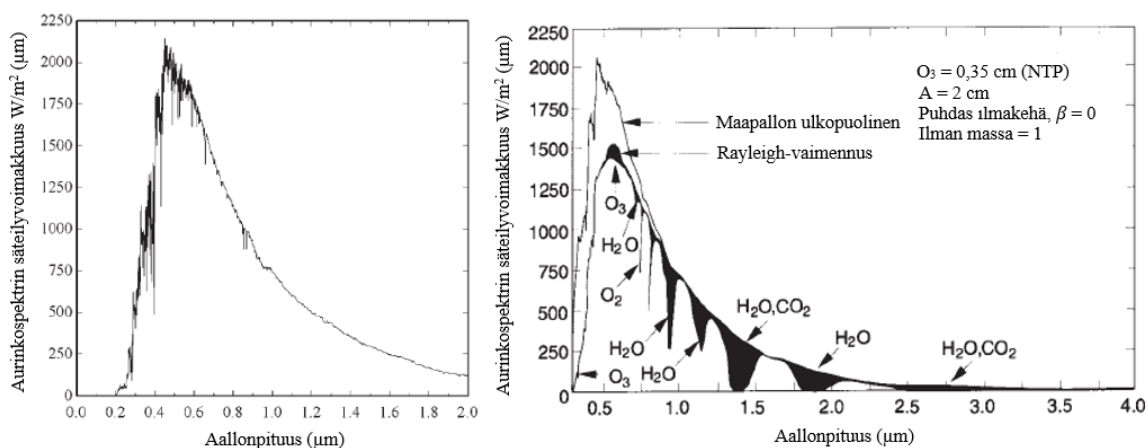
- kaukolämpöverkossa on ohuemat eristeet kuin Suomessa, minkä vuoksi lämpöhäviöt ovat Tanskan verkossa suuremmat
- ilmasto on lämpimämpi ja kaukolämpöverkon lämpötilataso on matalampi, kun menoveden lämpötilan ei tarvitse olla niin korkea
- on enemmän pientaloalueita kaukolämmön piirissä
- on kaukolämmön liittymisvelvoite, eli kaukolämmöstä ei voi irrottautua
- osuuskuntamuotoiset kaukolämpöyhtiöt eivät saa tehdä varsinaista voittoa ja energian hinnat ovat paljon korkeammat kuin Suomessa. (Klobut et al. 2014.)

Yhteenvetona voidaan todeta, että aurinkolämpöteknologian yleistymiseen ja käyttöönottoon vaikuttavia teknisiä ja taloudellisia tekijöitä ovat lämmönjakelun paikallinen infrastruktuuri, aurinkohybridien energiaratkaisut ja skaalaus, lämpövarastojen hyödyntäminen, uudet liiketoiminta- ja palvelumallit, aurinkolämpöteknologian hintakehitys, aurinkokeräimien integroiminen olemassa oleviin rakennuksiin sekä riittävä pinta-ala maasennuksissa sekä maakohtaiset teknistaloudelliset tekijät.

3 Auringonsäteily

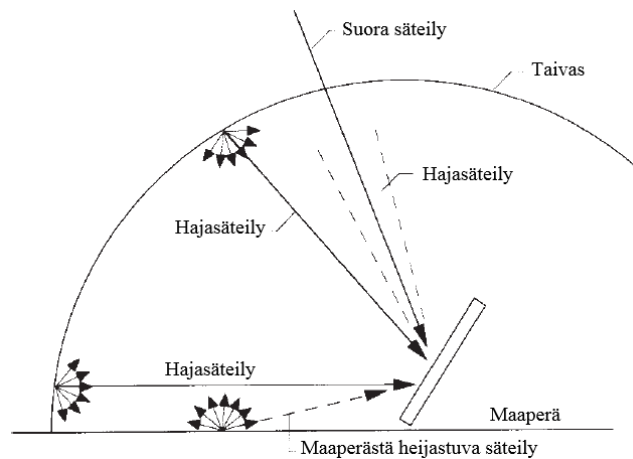
Aurinkoenergialla tarkoitetaan auringosta peräisin olevaa energiaa, joka välittyy maapallolle sähkömagneettisena säteilynä. Aurinkoenergia pitää sisällään useita erilaisia energiamuotoja, kuten tuulen, biomassan tai maalämmön. Aurinkosähköllä tarkoitetaan auringonsäteilystä tuotettua sähköenergiaa, jota voidaan tuottaa aurinkokennoilla tai -paneeleilla. Aurinkolämmöllä taas tarkoitetaan auringonsäteilyn avulla tuotettua lämpöä, mihin käytetään yleisimmin taso- tai tyhjiöputkikeräimiä (Pöyry Management and Consulting 2013, Motiva 2018b/c). Lämmönsiirtoon käytetään keräimen putkistossa kiertäviä lämmönsiirtoaineita. Aurinkoenergian saatavuus sekä säteilyn määrä ovat vahvasti kytköksissä säähän, vuodenaikaan sekä sijaintiin. Tämän vuoksi on tavallista, että aurinkolämpöjärjestelmissä on jonkinlainen lämpövarasto, johon lämpö varastoidaan väliaikaisesti ja käytetään myöhemmin kulutuksen mukaan, sillä useimmiten kulutus ja aurinkoenergian saatavuus eivät kohtaa. (Motiva 2018b/c.)

Aurinkovakio, 1367 W/m^2 , on laskennallisesti määritetty auringosta kohtisuoraan tulevan säteilyenergian määrä maapallon uloimman ilmakehän pinnalle. Maapallon ja auringon välinen muuttuva etäisyys eri vuodenaikoina vaikuttaa $\pm 3,3 \%$ säteilymäärään. Lisäksi auringon aktiivisuudella (auringonpilkkujen määrällä) on vaikutusta säteilymäärään. (Duffie & Beckman 2013.)



Kuva 5. Auringon spektrijakauma Maan keskietäisyydellä auringosta sekä sironnan ja absorboitumisen vaikutus suoran säteilyn spektrijakaumaan maanpinnalla (Duffie & Beckman 2013).

Auringonsäteilyn saapuessa ilmakehään, ilmakehä vaimentaa säteilyä: ilman molekyylit aiheuttavat säteilyn sironnan, ja otsoni, vesimolekyylit ja hiilidioksidi säteilyn absorptiota (Kuva 5). Säteilyn sironta aiheutuu ilmamolekyylien, veden ja pölyn vuorovaikutuksesta säteilyn kanssa. Säteilyn määrä riippuu siitä, kuinka paljon ja minkä kokoisia läpäistävät hiukkaset ja partikkelit ovat. Säteilyn absorptio sen sijaan perustuu siihen, että suurin osa Maahan tulevasta pitkäaaltoisesta ultraviolettisäteilystä absorboituu eli sitoutuu otsoniin, jota syntyy säteilyn hajottaessa ilmakehän happimolekyyliä. Infrapunasäteily sen sijaan absorboituu vesihöyryyn. Maanpäällisten aurinkoenergiasovellusten kannalta vain säteilyllä, jonka aallonpituus on $0,29\text{--}2,5 \mu\text{m}$, on merkitystä, sillä tätä suuremmilla aallonpituuksilla säteily yleensä joko siroaa tai absorboituu ilmakehässä.



Kuva 6. Auringon säteilylajit – auringon kokonaissäteily koostuu suorasta säteilystä ja hajasäteilystä. Maaperästä heijastuva säteily on myös hajasäteilyä. (Duffie & Beckman 2013.)

Auringonsäteily, insolaatio, on kokonaissäteilyä, mikä voidaan jakaa keilamaiseen suoraan säteilyyn ja hajasäteilyyn eli diffuusiin säteilyyn (Kuva 6). Hajasäteily käsittää säteilyä, joka heijastuu esimerkiksi pilvistä ja ilmassa olevista molekyyleistä eli heijastuu epäsuorasti maanpinnalle ja esimerkiksi aurinkokeräimen pinnalle. (Motiva 2018d) Säteilyn intensiteetti eli voimakkuus I on auringonsäteilyn teho neliömetriä kohden (W/m^2), ja se riippuu maantieteellisestä leveysasteesta, paikallisista sääoloista, kaudesta, kellonajasta ja pilvisyydestä. Aurinkokeräimille ilmoitetaan yleensä vuosittain tuotettavissa oleva arvio energiamäärästä E muodossa $\text{kWh/m}^2/\text{a}$, ja se onkin säteilyn voimakkuuden (W/m^2) ja ajanjakson t (h) tulo. Insolaatio on suurin aavikkoalueilla, kuten Pohjois- ja Etelä-Afrikassa ja Länsi-Australiassa. Auringon säteilyn voimakkuus I vaakasuoralle pinnalle on yhtä suuri kuin suoran säteilyn I_b ja hajasäteilyn I_d summa:

$$I = I_b + I_d, \quad (3.1)$$

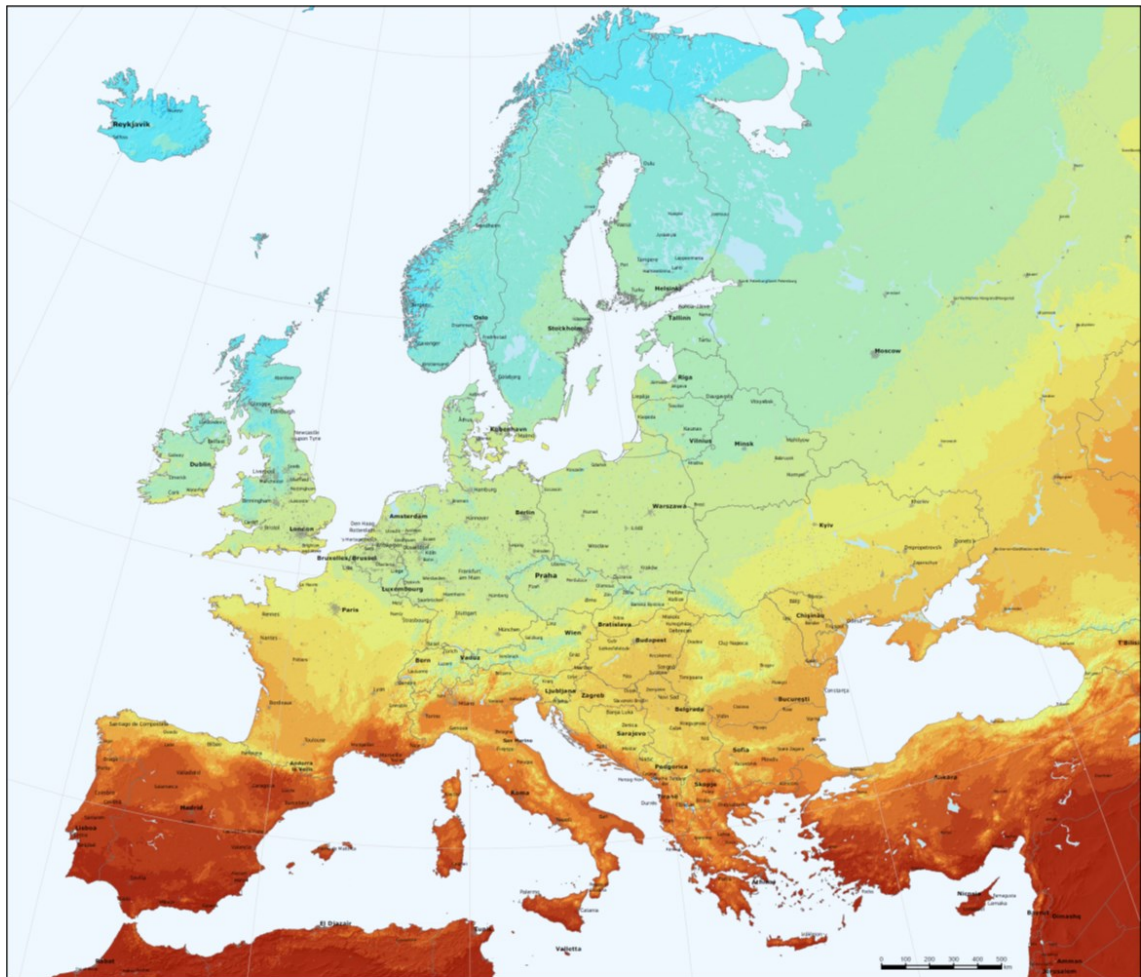
missä I = säteilyn voimakkuus [W/m^2]
 I_b = suoran säteilyn määrä [W/m^2]
 I_d = hajasäteilyn määrä [W/m^2].

Säteilyenergiämäärä E neliömetriä kohden vaihtelee maapallon eri osissa 800 kWh/m^2 – 2400 kWh/m^2 . (Khartchenko & Khartchenko 2014.) Suomessa suuri osa kokonaissäteilystä on hajasäteilyä, mikä ei kuitenkaan vaikuta aurinkopaneelien sähkön tuotantoon. Sen sijaan aurinkopaneelien tai -keräimien sijoittelu sekä kallistuskulma vaikuttavat kokonaissäteilyn määrään ja näin ollen tuotettavan energian määrään. (Motiva 2018d) Paras teho saadaan silloin, kun tulokulma on 0° eli kun säteily tulee kohtisuoraan keräimen pintaan vastaan (Erat et al. 2008).

Säteilyn intensiteetillä tai voimakkuudella kuvataan sitä tehoa, jolla säteily kohdistuu pinta-alaan (W/m^2). Jotkin aurinkokeräimet voivat seurata auringon liikettä muuttuvan kallistus- ja/tai atsimuuttikulman mukaisesti, jotta suoran säteilyn määrä pysyisi mahdollisimman suurena. (Duffie & Beckman 2013) Kallistuskulmalla tarkoitetaan vaakatason ja laitetasen välistä kulmaa ja atsimuuttikulmalla suuntakulmaa tai horisontaalikulmaa, joka muodostuu referenssisuunnan ja jonkin horisontin pisteen välisestä kulmasta (Erat et al. 2008). Auringonsäteilyn tehoon vaikuttaa keskeisesti etäisyys auringosta sekä mitaustason asento auringonsäteilyyn nähden. Auringonsäteilyn intensiteettiä voidaan mitata pyranometrillä. (Erkkilä 2003.) Vuosina 2012–2016 Tanskassa aurinkokeräinten vuosittainen suorituskyyky oli $313\text{--}577 \text{ kWh/m}^2$, ja keskimäärin $411\text{--}463 \text{ kWh/m}^2$ (Furbo

et al. 2018). Sääoloilla ja sijainnilla oli kaikkein suurin vaikutus aurinkokeräimien suorituskyykyyn. Aurinkoenergiajärjestelmien tuotantoa Tanskassa voi tarkastella lähes reaaliaikaisesti Tanskan kaukolämpöjärjestön ylläpitämän verkkosivun kautta (Danish District Heating Association 2018).

Euroopan komission tutkimuslaitoksen JRC:n (2012) ja Ilmatieteen laitoksen raportin (Lindfors et al. 2014) mukaan osissa Etelä-Suomea auringosta tulevan kokonaissäteilyn määrä voi olla jopa yhtä suurta kuin Saksassa (Kuva 7). Erat et al. (2008, s. 13) esittivät myös, että Helsingissä aurinkoenergiasta mahdollisesti saavutettava vuosittainen tuotantomäärä vaakatasossa on jopa yhtä suuri kuin Hampurissa ($938 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$). Talvella määrä on kuitenkin luonnollisesti huomattavasti pienempi, ja suuri säteilymäärä painottuu kesäaikaan. Vuosittainen aurinkoenergiämäärä vaakatasossa voi olla Etelä-Suomessa jopa 1000 kWh/m^2 . Duffien & Beckmanin (2013) mukaan ilman säteilyn keskittämistä säteilyteho keräimen pintaan voi parhaimmillaan olla noin 1100 W/m^2 . Kuitenkin maantieteellinen sijainti, kallistuskulma, suuntaus, vuodenaika ja sääolosuhteet vaikuttavat energiantuotantomäärään, mitä on mahdollista hyödyntää tasolle tulevasta säteilymäärästä ja -tehosta. (Joint Research Centre 2012, Duffie & Beckman 2013.)



Auringonsäteilymäärä [kWh/m^2] Vuosittainen auringonsäteilymäärän summa optimaalisesti suunnatulle pinnalle

<600 800 1000 1200 1400 1600 1800 2000 >2200

<450 600 750 900 1050 1200 1350 1500 >1650

Aurinkosähkö [$\text{kWh/kW}_{\text{huippu}}$]

Vuosittainen tuotetun aurinkosähkön summa optimaalisesti suunnatulle 1 kWp:n järjestelmälle, jonka suorituskysyysuhde on 0.75

Kuva 7. Auringonsäteilyn määrä Euroopassa vuonna 2012. Etelä-Suomessa auringonsäteilyä on saatavilla yhtä paljon kuin Pohjois-Saksassa ja Tanskassa. Kuva on muokattu lähteestä JRC 2012.

Lindforsin et al. (2014) mukaan auringonsäteilyn tuntijakaumat kuukausittain voivat vaihdella merkittävästikin, ja suurimmat säteilytehot mitataan päivisin kello 8–16 välillä. Suurin teho, parhaimmillaan yli 800 W/m^2 , mitattiin heinäkuussa ja pienin teho, pienimmillään 10 W/m^2 , joulukuussa. Samassa raportissa todetaan, että auringonsäteilyn määrä pilvettömänä päivänä pinta-alaa kohden on hyvin erilainen kiinteästi asennetuilla aurinkopaneeleilla kuin aurinkoa seuraavilla aurinkopaneeleilla. Tutkimuksen mukaan aurinkoa seuraavan paneelin saama säteily määrä on lähes kaksinkertainen kiinteästi asennettuun paneeliin verrattuna. Vastaavasti pilvisenä päivänä suurin osa paneelin saamasta säteilystä on hajasäteilyä, jolloin sitä tulee vaakasuoralle pinnalle suunnilleen yhtä paljon joka suunnasta ja näin ollen kiinteästi asennettu paneeli saisi enemmän säteilyä. (Lindfors et al. 2014.)

Helsingin seudun ympäristöpalvelut (HSY) ylläpitää karttapalvelua, joka näyttää pääkaupunkiseudulla otollisimmat paikat esimerkiksi aurinkopaneelille ja auringonsäteilymääriä eri kohteissa. Helsingissä on useita kohteita, joissa kattopinta-alalle tuleva auringonsäteilyn energiamäärä on $900\text{--}1100 \text{ kWh/m}^2$ vuodessa. Aurinkopaneelille soveltuville kattopinta-aloille auringonsäteilyenergiaa tulee yli 847 kWh/m^2 vuodessa. (HSY 2017.) Suuret kattopinta-alat voisivatkin soveltua myös aurinkokeräimille auringonsäteilyn määrän kannalta. Pöyry Management and Consultingin selvityksen (2013) mukaan Etelä-Suomen aurinkolämmön tuotanto on vain noin 20 % vähemmän kuin Pohjois-Italiassa. Tämä selittyy sillä, että kesäkuukausina auringonsäteilyä saadaan Suomessa määrällisesti enemmän valoisuuden vuoksi kesällä kuin hieman eteläisemmässä Euroopassa. Toisaalta alueiden välillä on eroja ja esimerkiksi sisämaassa tuotantomäärä on vähäisempi kuin rannikkoalueilla, ja pohjoisessa vähäisempää kuin etelässä. (Pöyry Management and Consulting 2013.) Yleisesti mitoituksessa käytetään useiden vuosien ajalta mitattuja säteilykeskiarvoja. Suurempi epävarmuus liittyy enemmän energian kulutuksen arviointiin kulutuksen vaihdellessa kausittain. (Erkkilä 2003.)

4 Aurinkokeräimet

4.1 Aurinkokeräimien toiminta

Aurinkokeräimen avulla auringon säteilyenergiaa voidaan muuttaa käyttökelpoiseen muotoon lämmöksi siirtämällä energiaa esimerkiksi nesteeseen. Lämmönsiirtoaineena toimii useimmiten neste, mutta myös ilmaa voidaan käyttää, kuten aurinkolämpöpuhaltimissa. (Motiva, 2018b) Lisäksi voidaan käyttää esimerkiksi öljyä tai sulasuolaa (Khartchenko & Khartchenko 2014). Parhaiten auringonsäteilyä saadaan asettamalla keräin eteläsuuntaan kallistuksen ollessa 30–60° (Solpros 2006). Suomessa aurinkokeräimille käytetään yleensä 38–45° kallistuskulmaa (Kilgast 2018). Suuntaamalla voidaan vaikuttaa siihen, halutaanko enemmän tuottoa aamu- vai iltapäivällä, ja kesä- vai talviaikaan. (Solpros 2006.) Aurinkokeräintyypit eroavat toisistaan lämmönsiirtoaineen mukaan: keräimet voivat olla joko nestekiertoisia, kuten tasokeräimet ja tyhjiöputkikeräimet, tai ilmakeräimiä, kuten kattamattomat ja läpinäkyvällä katteella katetut keräimet. (Motiva 2018b, Duffie & Beckman 2013.) Keräimet voidaan luokitella myös sen mukaan ovatko ne auringon liikettä seuraavia (sun tracking) keskittäviä aurinkokeräimiä vai ei-keskittäviä eli staattisia aurinkokeräimiä (Taulukko 1). Keräintyyppejä (Kuva 8) jaotellaan seuraavasti

Staattiset keräimet:

- Tasokeräimet
- Kiinteät paraboliset aurinkokeräimet
- Tyhjiöputkikeräimet.

Auringon säteilyä seuraavat keskittävät keräimet:

- Paraboliset kourukeräimet
- Fresnel-keräimet
- Liikkuvat paraboliset heijastavat keräimet
- Heliostaattiset kenttäkeräimet (Duffie & Beckman 2013).

Taulukko 1. Aurinkokeräimien ominaisuuksia (Kalogirou 2014).

<i>Liike</i>	<i>Tyyppi</i>	<i>Absorptiopinta</i>	<i>Keskittämiskyky</i>	<i>Lämpötila-alue (°C)</i>
Kiinteä	Tasokeräin (FPC)	tasomainen	1	30–80
	Tyhjiöputkikeräin (ETC)	tasomainen	1	50–200
Yksiakselinen, liikkuva	Parabolinen keräin (CPC)	tubulaarinen	1–5	60–240
	Parabolinen keräin (CPC)	tubulaarinen	5–15	60–300
	Lineaarinen Fresnel-heijastin (LFR)	tubulaarinen	10–40	60–250
	Sylinterimäinen kourukeräin (CTC)	tubulaarinen	15–50	60–300
	Parabolinen kourukeräin (PTC)	tubulaarinen	10–85	60–400
Kaksiakselinen, liikkuva	Parabolinen lautaskeräin (PDR)	pistemäinen	600–2000	100–1500
	Heliostaattinen kenttäkeräin (HFC)	pistemäinen	300–1500	150–2000

Staattisia aurinkokeräimiä käytetään enemmän asuinrakennuksiin liittyvissä sovelluksissa kuin keskittäviä aurinkokeräimiä (IEA & IRENA 2015.) Staattinen aurinkokeräin ei

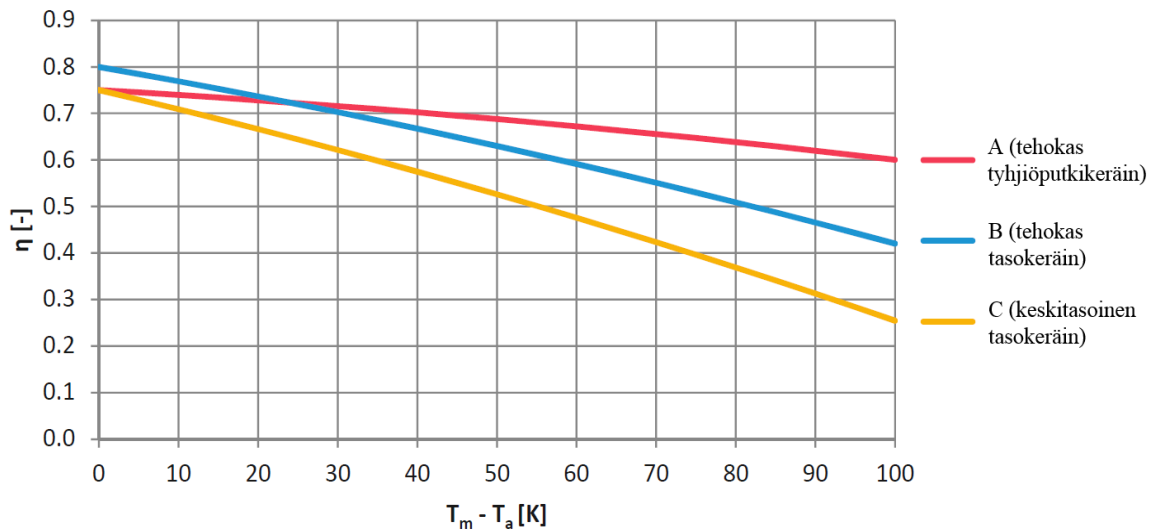
liiku auringonsäteilyn mukaisesti, vaan ne on kiinteästi asennettu sijainnin kannalta optimaaliseen kulmaan. Yleensä kallistus on Suomessa vähintään $22\text{--}25^\circ$ lumen vuoksi. Pieni kallistus lisää keskikesäisin jonkin verran lämmön tuottoa (Solpros 2006), talviaikaan pystypinta sen sijaan tuottaa enemmän ja suuri kallistus tuottaa keväisin ja syksyisin enemmän. Keskittävät keräimet sen sijaan seuraavat auringon liikettä etsien optimaalimmman säteilyn kohdistuskulman tasoaan vastaan, samalla keskittäen säteilyn pienempää pinta-alaa kohden, jolloin säteilyn määrä on suurempi. Ne voivat olla 1- tai 2-akseliaalisia, ja sopivat paremmin korkeaa lämpötilaa vaativiin sovelluksiin. (Kalogirou 2014.) Keskittävät keräimet eivät sovellu kovin hyvin Suomeen, sillä ne edellyttävät paljon suoraa auringonsäteilyä, mitä on Suomessa heikommin saatavilla (Pöyry Management and Consulting 2013). Lähempänä päiväntasaajaa aurinkoa seuraavat järjestelmät ovat hyödyllisempiä, kun suoraa auringonsäteilyä on paremmin saatavilla (Kilgast 2018, Erat et al. 2008).



Kuva 8. Erilaisia keräintyypppejä: a) tasokeräin, b) kiinteä parabolinen kourukeräin (CPC), c) tyhjiöputkikeräin d) heliostaatti, e) lautaskeräin f) liikkuva parabolinen kourukeräin (PTC). (Kalogirou 2014.)

Solar Keymark -sertifikaatti on aurinkolämpötuotteiden sertifiointimerkki, jonka saaminen edellyttää eurooppalaisten aurinkokeräin- ja aurinkolämpöstandardien (EN 12975) ja

niihin liittyvien lisävaatimusten täyttämistä. Sertifikaattia käytetään yleisesti Euroopassa aurinkolämpötuotteille, ja sen tarkoituksena on edistää aurinkolämpömarkkinoita Euroopassa ja muualla maailmassa. Sertifikaatin saaneiden aurinkokeräimien tehoa on mitattu ja testattu testiolosuhteissa sertifikaatissa määritellyillä lämpötiloilla neljässä eri kaupungissa: Ateenassa, Davosissa, Tukholmassa ja Würzburgissa. Testiolosuhteissa tutkitaan siis aurinkokeräimien ominaisuuksia, muun muassa tehoa ja hyötysuhdetta, kun asennussuunta on etelään päin ja kaltevuuskulma on kullakin leveyspiirillä optimaalinen. Aurinkokeräimen hyötysuhde vaihtelee huomattavasti olosuhteiden mukaan, mitä voidaan havainnollistaa hyötysuhdekäyrällä. Hyötysuhdekäyrä ilmaisee keräimen tehokkuutta ja se vaihtelee eri keräinvalmistajien keräintyypeillä. Esimerkiksi jos keräimessä kiertävän nesteen keskilämpötilan ja ympäristön lämpötilan ero on 40 °C, tehokkaan tasokeräimen hyötysuhde on 0,7 (Kuva 9). Solar Keymark-sertifikaatin saaneiden aurinkolämpökomponenttien testaus suoritetaan puolueettomien tutkimuslaitosten toimesta. (ESTIF 2018a.)



Kuva 9. Taulukossa esitetään eri aurinkokeräintyyppien hyötysuhdekäyriä. Hyötysuhdekäyrä kuvaa aurinkokeräimen hyötysuhteen pienenemistä, kun keräimessä kiertävän nesteen keskimääräisen lämpötilan (T_m) ja ulkoilman lämpötilan (T_a) välinen erotus kasvaa. (SDH 2012.)

Aurinkokeräimestä saatava teho q (W) voidaan laskea EN-12975 -standardin mukaisella kaavalla seuraavasti:

$$q = A(n_0 G - a_1 dT - a_2 dT^2), \quad (4.1)$$

missä

- q = keräimen teho [W]
- A = keräimen apertuuripinta-ala [m^2]
- G = auringonsäteilyn määrä keräimen tasoa vastaan [W/m^2]
- dT = lämpötilaero keskimääräisen nesteen lämpötilan ja ympäristön lämpötilan välillä [K]
- n_0 = optinen hyötysuhde, sisältäen sekä läpinäkyvän kannen ja absorptiolevyn hyötysuhteet
- a_1 = lämpöhäviökerroin keräimen nesteestä ympäröivään ilman lämpötilaan [W/K]
- a_2 = keräimen lämpöhäviö, joka on riippuvainen lämpötilasta [W/K^2]. (ESTIF 2018b.)

Lisäksi aurinkokeräimen hyötysuhde voidaan eurooppalaisen EN-12975 -standardin mukaan laskea seuraavasti:

$$n_c(t) = n_0 - a_1 \frac{(T_m(t) - T_a(t))}{G(t)} - a_2 \frac{(T_m(t) - T_a(t))^2}{G(t)}, \quad (4.2)$$

missä

$$T_m = \frac{T_o(t) + T_i(t)}{2}, \quad (4.3)$$

missä

t = aika tunneissa $\{1, 2, 3, \dots, 8760\}$ [h]

n_0 = optinen eli häviötön hyötysuhde

n_c = aurinkokeräintyyppille ominainen hyötysuhde

a_1 = ensimmäisen asteen kerroin keräimen lämpöhäviöille [W/Km]

a_2 = toisen asteen kerroin keräimen lämpöhäviöille [W/Km²]

G = auringonsäteilyn määrä tasoa vastaan [W/m²]

T_m = keräimen nesteen lämpötila [K]

T_a = ulkoilman (ympäristön) lämpötila [K]

T_o = keräimestä ulos tulevan nesteen lämpötila [K]

T_i = keräimeen sisään menevän nesteen lämpötila [K] (Kovacs 2012).

Keräinpinta-alan tuottama energiamäärä voidaan laskea, kun Auringon säteilyvoimakkuus jollain alueella tiedetään:

$$E_c = AI_c, \quad (4.4)$$

missä

E_c = tuotetun energian määrä tunnin aikana neliometriä kohden [kWh/m²]

I_c = säteilyn voimakkuus tunnin aikana neliometriä kohden [kWh/m²]

A = aurinkokeräimen apertuuripinta-ala [m²]. (Khartchenko & Khartchenko 2014.)

Aurinkokeräimen sisään menevän ja ulos tulevan veden lämpötila, ulkoilman lämpötila sekä keräimelle ominainen hyötysuhde vaikuttavat aurinkokeräimen tehoon. Parhaimmat aurinkokeräimet pystyvät tuottamaan tehoa optimiolosuhteissa lähes 800 W/m² (Kuokkanen 2018). Yleisesti ottaen aurinkokeräimien energian tuotto (350–700 kWh/m²/a) ja hyötysuhde ovat paljon paremmat kuin aurinkopaneelien (140–150 kWh/m²/a), mutta vastaavasti aurinkopaneelien asentaminen, sijoittaminen ja huolto voi olla helpompaa. Lähtökohtaisesti aurinkokeräimien hyötysuhde on sitä parempi, mitä matalammalla lämpötila-alueella sitä käytetään, minkä vuoksi aurinkolämpöjärjestelmä toimiikin lähes aina osana jotain muuta energiantuotantoratkaisua. Aurinkokeräimet voidaan integroida esimerkiksi lämpöpumppuun, jonka avulla keräimiltä tulevaa vettä voidaan edelleen nostaa korkeampaan lämpötilaan, jolloin se on siirrettävissä esimerkiksi kaukolämpöverkkoon. Saatava energiamäärä aurinkokeräimeltä on suurempi, jos sisään menevän nesteen lämpötila on matala, ja tuotto laskee, jos sisään menevän nesteen lämpötila nousee. (Solpros 2006.) Työn tutkimusosiossa aurinkokeräimen suorituskyykyä tutkitaan laskennallisesti.

Aurinkopaneelien hinnat ovat pudonneet enemmän viime vuosina kuin aurinkokeräimien, mikä voi olla yksi syy siihen, että aurinkopaneelit ovat suosittumia kuin aurinkokeräimet. (Kuokkanen 2018.) Aurinkokeräimillä voidaan lämmittää rakennuksia, käyttövetä sekä prosessivettä, jota tarvitaan monissa teollisuuslaitoksissa. (Motiva 2018b) Aurinkokeräimien elinikä on 20–30 vuotta, ja vaikka aurinkolämpöjärjestelmät ovat melko pitkäikäisiä, täytyy niiden joitain komponentteja, kuten pumppu, mahdollisesti uusia käytön aikana. Pohjoisessa täytyy aurinkokeräimissä käyttää pakkasen kestävää kiertonestettä, tyypillisesti vesi-glykoli -seosta, jolloin aurinkokeräimen ja vesikierron välissä on lämmönvaihdin. (Pöyry Management and Consulting 2013.)

4.2 Staattiset keräimet

Tasokeräimissä (flat plate collector, FPC) auringonsäteily läpäisee läpinäkyvän kannen ja osuu tummaan absorptiolevyyn, joka sitoo auringonsäteilyä eli säteily absorboituu. Absorboitunutta lämpöenergiaa siirtyy aurinkokeräimen kuljetusputkistossa kiertävään lämmönsiirtoaineeseen ja niiden kautta edelleen joko suoraan käyttökohteeseen tai lämpövarastoon. Absorptiolevyn alapuoli ja sivut on eristetty, jotta johtumisesta aiheutuvat lämpöhäviöt saadaan minimoitua. Konvektio- ja säteilyhäviöitä ehkäistään läpinäkyvällä kannella ja sen ja absorptiolevyn väliin jäävällä ilmaeristeellä. (Kalogirou 2014) Keskeisimmät tasokeräimen komponentit ovat absorptiolevy, keruu- tai absorptioputkisto, kehyslevy, johon komponentit asennetaan, suojaava peitelevy sekä eristekerros keräimen takaosassa. (Aurinkoteknillinen yhdistys 2015, Duffie & Beckman 2013.) Koska aurinkokeräimien energiantuotto riippuu ulkolämpötilasta, koska kylmemmässä ja suuremmilla lämpötilatasoilla lämpöhäviöitä on enemmän, sijoituspaikalla on vaikutusta niiden toimintakykyyn. Lähteestä riippuen niiden toiminta-alue voi olla 30–100 °C (Duffie & Beckman 2013), korkeimmillaan vain 80 °C (Kalogirou 2014) tai Pöyry Management and Consultingin (2013) mukaan vain 70 °C. Kuitenkin Sipilän (2017) ja Kilgastin (2018) mukaan jopa yli 100 °C:n lämpötilatasoon voidaan päästä. Tällöin ne on mahdollista liittää osaksi kaukolämpöverkkoa (Sipilä et al. 2017, Solpros 2004 & 2006). Tasokeräimet käyttävät sekä suoraa- että hajasäteilyä ja ovat rakenteellisesti yksinkertaisempia kuin keskittävät aurinkokeräimet. Näin ollen myös huolto on yksinkertaisempaa ja hinta on edullisempi kuin muilla keräintyypeillä. Tyypillisimpiä käyttökohteita ovat käyttöveden lämmitys, rakennuksien lämmitys ja ilmastointi sekä teollisuuden prosessilämpö. (Duffie & Beckman 2013). Tasokeräimet ovat Euroopassa yleisimpiä ja yksinkertaisimpia aurinkokeräimiä ja ne ovat kustannuksiltaan edullisempia kuin tyhjiöputkikeräimet ja hyvin toimintavarmoja. Rikkoontunutta tasokeräintä ei kuitenkaan voi korjata, toisin kuin rikkoontuneen tyhjiöputkikeräimen. (Pöyry Management and Consulting 2013).

Tasokeräimet asennetaan yleensä optimoituun asentoon sijainnista ja vuodenajasta riippuen (Duffie & Beckman 2013). Pöly, varjostukset ja lumi vaikuttavat kuitenkin muutamalla prosentilla saatavissa olevaan energiamäärään kerääntyessään tasokeräimen päälle, vaikka se olisi kallistetuissa asennossa. Tasokeräimien etuna ovat edullisemmat valmistuskustannukset muihin keräintyypeihin verrattuna. Sijoituspaikka tulee suunnitella tarkasti ennen asentamista mahdollisten varjostusten välttämiseksi ja auringonsäteilyn maksimoimiseksi. (Kalogirou 2014.) Tasokeräimen keräinpinta-alan tuottama lämpöteho voidaan laskea seuraavalla yhtälöllä

$$Q_u = A_c[S - U_L(T_s - T_a)] \quad (4.5)$$

missä Q_u = saatava lämpöteho [W]
 A_c = aurinkokeräimen apertuuripinta-ala [m²]
 S = säteilyn absorboituminen keräinpinta-alaa kohden [W/m²]
 U_L = lämmönsiirtokerroin [W/m² K]
 T_s = levyn pinnan lämpötila [K]
 T_a = ympäristön lämpötila [K] (Duffie & Beckman 2013, s. 237).

Yleensä kuitenkin käytetään seuraavaa kaavaa keräimen suorituskyvyn laskemiseksi

$$Q_u = \dot{m}C_p(T_o - T_i), \quad (4.6)$$

missä Q_u = lämpöteho [W]
 \dot{m} = aurinkokeräimessä virtaavan fluidin massavirta [kg/s]
 C = lämpökapasiteetti [J/kg·K]
 T_o = aurinkokeräimestä ulos tulevan fluidin lämpötila [K]
 T_i = aurinkokeräimen sisään menevän fluidin lämpötila [K] (Duffie & Beckman 2013, s. 290).

Tyhjiöputkikeräin (evacuated tube collector, ETC) koostuu lämpöputkista, jotka on sijoitettu tyhjiöputken sisään. Myös tyhjiöputkikeräimissä voidaan käyttää selektiivistä absorptiopintaa, jotta sekä suora että hajasäteily saadaan tehokkaammin hyödynnettyä. Tyhjiö vähentää konvektio- ja johtumishäviöitä, ja lämpöhäviöt ovatkin pienemmät kuin tasokeräimellä (Pöyry Management and Consulting 2013). Niissä on kuitenkin hieman suurempi rikkoutumisriski kuin tasokeräimillä, mutta niillä on päästään kuitenkin korkeampiin käyttölämpötiloihin, ja lisäksi kohdistuskulma on niillä pienempi, eli päivisin niiden käyttöalue on suurempi. Motivan (2010) mukaan tyhjiöputkikeräimellä on mahdollista tuottaa hieman enemmän energiaa neliometriä kohden kuin tasokeräimellä paremman hyötysuhteen johdosta, mutta ne ovat myös paljon kalliimpia. Lämpöputkissa käytetään lämmönsiirtoon höyrystyvää nestettä, kuten vettä tai faasimuutosmateriaaleja, hyvän lämmönsiirtokyvyn saavuttamiseksi. Lämpöputki sisältää nestettä, joka höyrystyy auringon säteilyenergian vaikutuksesta, ja luovuttaa lämpöä keräimen yläosassa, josta lämpöenergia siirretään käyttökohteeseen lämmönsiirtoaineilla. Tyhjiöputkikeräimet soveltuvat käyttökohteisiin, joiden käyttölämpötila on tavallisimmin 50–200 °C, mutta myös tätä korkeammat lämpötilat ovat Kalogiroun (2014) mukaan mahdollisia, mutta Suomessa korkeintaan 120 °C (Pöyry Management and Consulting 2013).

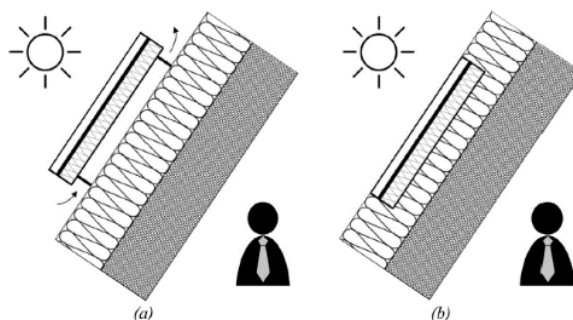
Kiinteillä parabolisilla kourukeräimillä (compound parabolic collector, CPC tai compound trough collector, CTC) auringonsäteily saadaan kerättyä laajemmalla alueella kuin tasokeräimillä. Niissä säteily kohdistetaan kaarevalta heijastavalta pinnalta keräimen pohjalle, johon voidaan asettaa esimerkiksi absorptioputki tai -levy, johon säteily lopulta kerätään. Koska säteily pystytään keräämään ja kohdistamaan kaarevilla heijastavilla pinoilla, keräintä ei tarvitse välttämättä liikuttaa auringon liikkeiden mukaisesti. Ne soveltuvat korkeampien käyttölämpötilojen sovelluksiin (60–240 °C), mutta hyötysuhde ei ole yhtä hyvä kuin tasokeräimillä säteilyn hajaantumisen vuoksi. (Kalogirou 2014.)

Säteilyä seuraavissa aurinkokeräimissä suoran säteilyn kohdistuskulma pyritään pitämään mahdollisimman optimaalisena, jolloin säteilyä pystytään keräämään mahdollisimman paljon keräimen pintaa vastaan. Liikettä seuraaviin keräintyypeihin kuuluvat paraboliset kourukeräimet (parabolic trough collectors, PTC), Fresnel-linssikeräimet ja -kourukeräimet, paraboliset lautaskeräimet sekä heliostaattiset kenttäkeräimet. Keräin voi olla yksi- tai kaksiakselinen. Kaksiakselisessa seurannassa sekä kallistuskulmaa että atsimuutti- eli suuntakulmaa säädetään niin, että tulokulma on lähelle 0°. Yksiakselisessa seurannassa laite kääntyy akselinsa ympäri. Atsimuuttiseurannassa seurantalaitte kääntyy vain suuntakulman mukaan idästä länteen kallistuskulman ollessa vakio. (Erat et al. 2008.) Aurinkoa seuraavat järjestelmät toimivat mekaanisesti ja/tai sähköisesti joko moottoreilla, joita ohjataan sähköisillä antureilla, jotka havaitsevat auringon valoa, tai tietokone-ohjatuilla moottoreilla, jotka toimivat antureiden antaman palautteen mukaan ja mittaavat aurinkokeräimeen kohdistuvaa auringon säteilyenergiaa. (Kalogirou 2014.) Liikettä seuraavia keräimiä ei käsitellä tässä työssä, koska niiden avulla ei voida hyödyntää hajasäteilyä, mitä Suomessa on enimmäkseen saatavilla, minkä vuoksi ne eivät sovi Suomen olosuhteisiin.

4.3 Teknologinen kehitys

Aurinkokeräimien teknologian kehittyessä markkinoille on tullut seinä- ja kattorakenteisiin integroitavia keräimiä, mutta niiden hyötysuhde on hieman huonompi kuin tavallisilla keräimillä (Pöyry Management and Consultingin 2013). Myös rakennuksiin integroitavia aurinkokeräimien asennuskustannukset ovat laskeneet kasvavan kysynnän ja tuotannon myötä. Useimmiten aurinkokeräimet asennetaan rakennuksiin niin, että niiden ja seinän välissä tapahtuu ilmanvaihtoa. Aurinkokeräin voidaan kuitenkin myös integroida seinärakenteeseen (Kuva 10). (Maurer et al. 2017.) Integroitavia aurinkokeräimiä voi jaotella esimerkiksi seuraavasti:

- Aurinkoilmakeräimet
- Aurinkovesikeräimet
- PV-T-keräimet
- Kattoon integroitavat pienparaboliset aurinkokeräimet
- Keraamiset aurinkokeräimet
- Polymeerikeräimet
- Säleikköaurinkokeräimet (Buker & Riffat 2015).

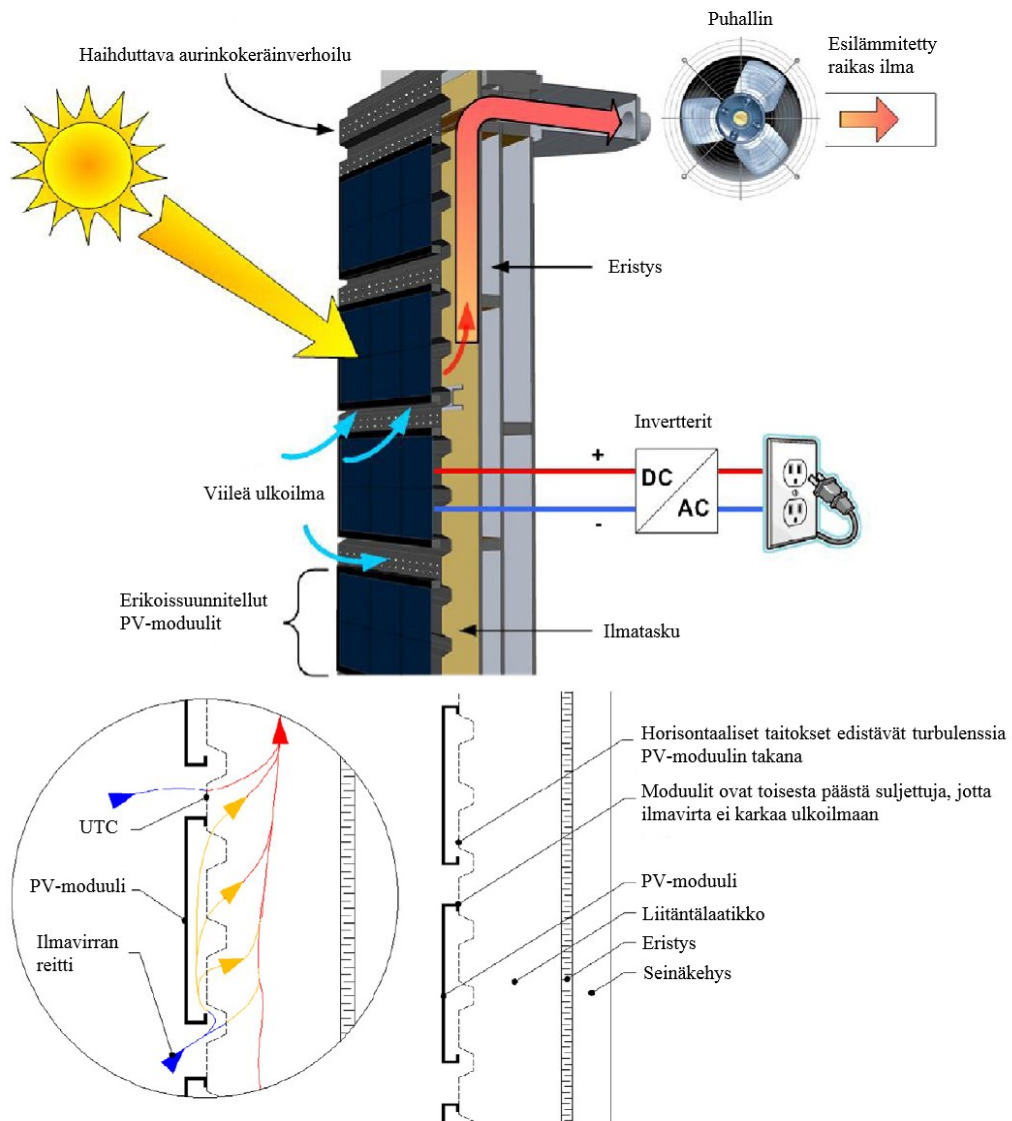


Kuva 10. Rakennuksiin integroitujen aurinkokeräimien periaate takailmanvaihdolla (a) ja ilman ilmanvaihtoa (b) (Maurer et al. 2017).

Aurinkoilmakeräimiä käytetään melko paljon ilman lämmittämiseen esimerkiksi kauppakeskuksissa ja teollisuuden kuivausprosesseissa. Ne ovat melko edullisia, mutta niiden hyötysuhde ei ole kovin hyvä ilman matalan tiheyden, lämpökapasiteetin ja lämmönjohdavuuden vuoksi, mikä taas kasvattaa tarvittavaa keräinpinta-alaa. Vastaavasti perinteisemmät aurinkovesikeräimet ovat osoittautuneet tehokkaammiksi ja jopa 70 % hyötysuhdeita on saavutettu. (Buker & Riffat 2015.)

PV-T-keräimissä yhdistyvät sekä aurinkopaneelien että aurinkokeräimien ominaisuudet, ja ne tuottavat sähköä ja lämpöä samanaikaisesti, jolloin aurinkoenergian hyödyntäminen on tehokkaampaa (Buker & Riffat 2015). Hybridikeräimet (BIPV-T, building integrated photovoltaic/thermal systems) ovat rakennuksiin integroitavia PV-T-keräimiä, joita voidaan asentaa talojen julkisivuihin tai integroida seinämärakenteeseen, ja jotka tuottavat sekä sähköä että lämpöä. Keräimen pinnassa on aurinkopaneelimuodureja, joiden alla on kattamaton haihduttava keräin (UTC, unglazed transpired collector). Ulkoilma virtaa paneelin ja keräimen välissä, josta lämpöenergiaa otetaan talteen keräimen avulla. Keräimen alla on eristekerros ja rakennuksen seinämä. Niiden prototyyppijä (Kuva 11) on testattu kokeellisesti toimistorakennuksessa Montrealissa, Kanadassa. Niitä voidaan hyödyntää esimerkiksi rakennuksien sisäilman lämmittämiseksi talvisin tai yhdessä lämpöpumpun kanssa käyttöveden lämmittämiseksi. Kun lämmöntarve ei ole kesäisin kovin suurta, voidaan hybridikeräimien paneeleilla kuitenkin tuottaa sähköä. (Athienitis et al. 2011.) PV-

T-keräimet voidaan jakaa ilma-, vesi- ja jäähdytysaineilla toimiviin keräimiin, riippuen lämmönsiirtoaineesta.



Kuva 11. Rakennukseen integroitavan PV-T-keräimen periaatekuva, joka on muokattu lähteestä Athienitis et al. 2011.

Eräissä tutkimuksissa BIPV-T-keräimen paneelikerroksen alle asennettiin funktionaalista alumiini-polyetyyleeni-materiaalia, jonka kautta lämpöenergiaa siirtyi paneelin pinnalta tähän materiaaliin lämmittäen keräimen vesiputkissa kiertävää vettä. Keräimellä saavutettiin jopa 58,8 % ja 65,3 % hyötysuhteet säteilyintensiteettien ollessa 850 W/m^2 ja 1100 W/m^2 . (Buker & Riffat 2015.) Aurinkopaneelit lämpenevät säteilyenergian sitoutuessa paneelin pintaan, ja liian korkeaksi kohonnut lämpötila laskee paneelin tehoa. Pelkän aurinkopaneelin hyötysuhde on yleensä 4–17 %. PV-T-vesikeräimet voidaan kytkeä sarjaan ja kiinnittää rinnakkain asennettuihin putkiin, joiden kautta vesi siirtää lämpöä. Veden matala lämpötila jäähdyttää paneelia, jolloin sähköpaneelin konversiohyötysuhteet ovat parempia, kiertävän veden lämpötila nousee ja lämmennyt vesi käytetään muuhun lämpöenergiaa tarvitsevaan kohteeseen. Vesikeräimien hyötysuhde on suurempi kuin ilmakeräimien, koska veden ominaislämpökapasiteetti on suurempi. PV-T-keräimillä saavutettava lämpötilataso on kuitenkin tutkimuksissa ollut melko matala, $40\text{--}55 \text{ }^\circ\text{C}$. (Buker & Riffat 2015.) Myös jäähdytysaineita voidaan käyttää lämmönsiirtoaineena, pienentäen käyttölämpötilaa ja kasvattaen sähköpaneelin hyötysuhdetta. Lämpöenergia voidaan

käyttää esimerkiksi lämpöpumpun käyttöenergiana. Eräissä kokeellisissa tutkimuksissa on saavutettu järjestelmän kokonaishyötysuhteita välillä 61,1–82,1 %, kun PV-T-keräimet on integroitu lämpöpumpun kanssa. (Buker & Riffat 2015.)

Keraamisissa aurinkokeräimissä käytetään materiaaleina posliinisavea, kvartsia tai maasälpää, ja vaikka usein keraamituotteet ovat valkoisia, niin keräimet ovat väriltään mustia tai tummalla vanadiini-titaanipinnoitteella pinnoitettuja keraameja, joiden absorptiokyky on 0,93–0,97. Nämä keräimet ovat kustannustehokkaita, niiden elinkaari on pitkä ja ne ovat melko helposti integroitavissa rakennuksiin ja esimerkiksi parvekkeille (Kuva 12). (Yang et al. 2013, Buker & Riffat 2015).



Kuva 12. Täysin keraaminen 0,5 m² aurinkokeräin ja parvekkeen kaiteeksi asennettu aurinkokeräin, jonka hyötysuhde on 47,1 % (Yang et al. 2013).

Polymeerimateriaalien kehitys ja monipuolisuus on mahdollistanut polymeeriaurinkokeräimien kehittämisen. Materiaalien yhdistelemisen helppous mahdollistaa uusien tuotteiden kehityksen, asennuksen helpottumisen, korroosionkestävyyden parantamisen sekä isompien tuotantomäärien valmistamisen, minkä myötä aurinkokeräimien kustannukset voivat laskea ja kasvattaa myös aurinkolämpöjärjestelmien kustannustehokkuutta. (Buket & Riffat 2015.) Polymeerimateriaalien käyttö vähentää keräimen painoa lähes 50 %, mikä helpottaa niiden asentamista. Keskeisin ero perinteisempään tasokeräimeen on, että metallisen absorptiopinnan sijaan musta neste toimii sekä absorberina että lämmönsiirtäjänä, virraten polymeerisen hunajakennorakenteen läpi. Lisäksi ne tarvitsevat ylikuumenemissuojan, jotta polymeerimateriaalin korkein käyttölämpötila ei ylitä. Erään tutkimuksen mukaan polymeerikeräimet ovat yhtä tehokkaita kuin markkinoilla olevat edulliset tasokeräimet. (Martinopoulos et al. 2010.)

Säleikköaurinkokeräimet ovat vaakasuuntaisia säleikkömoduuleita, jotka sisältävät aurinkokeräimiä, ja joita voidaan käyttää erilaisissa ilmasto-olosuhteissa integroituna rakennusten rakenteisiin. Integroitavien keräinten teknologiat eivät ole vielä kovin laajasti tunnettuja, mikä on hidastanut niiden käyttöä rakennuksissa. Lisäksi aurinkokeräimien koot eivät jousta esimerkiksi keräinputkistojen vuoksi yhtä hyvin kuin aurinkopaneelien, mikä rajoittaa niiden asennusmahdollisuuksia. Keräimet ovat myös paljon painavampia (20 kg/m²) ja paksumpia (4–10 cm) kuin paneelit (9–18 kg/m² ja 0,4–1 cm). Paneeleissa on ohuita laminoituja moduuleita, jotka sisältävät silikonikerroksen ja komposiittimateriaalia ja lasia, kun vastaavasti aurinkokeräimissä on useita eri kerroksia: lasikerros, ilman eristekerros, metalliabsorptiopinta, hydraulinen järjestelmä sekä eriste. Tyhjiökeräinten rakenne eroaa tasokeräimistä merkittävästi, mutta asennustapa on samanlainen. Paneelit on yleisesti ottaen helpompi asentaa esimerkiksi varjostamaan, kun taas keräimiä on hankalampi asentaa kuormituksen takia yhtä helposti. Lisäksi aurinkolämpöjärjestelmät tulee mitoittaa rakennusten lämmöntarpeiden ja varastointikapasiteetin mukaan, jotta vältytään

ylituotannolta ja ylläpönnemiseltä, mitä ongelmaa ei vastaavasti ole aurinkosähköpaneelissa ja ne voidaankin mitoittaa helpommin saatavissa oleville pinta-aloille. Lisäksi alle 1000 m² kokoluokassa aurinkokeräinjärjestelmän investointihinta voi olla jopa kaksinkertainen verrattuna vastaavaan aurinkopaneeliasennukseen maa-alueelle (Kallio 2018, Kilgast 2018). Aurinkokeräimet eivät kuitenkaan ole yhtä herkkiä varjostuksen vaikutukselle kuin paneelit. (Buker & Riffat 2015.)

VTT kehitti yhteistyössä ZAE Bayernin ja SavoSolarin kanssa tasokeräintä (Savo-Solar SF100-03), jonka käyttölämpötilaa parannettiin 80 °C:sta 150 °C:seen, millä olisi mahdollista tuottaa lämpöä absorptiojäähdyttimelle ja tuottaa aurinkojäähdytystä. Aurinkokeräimen suorituskkyä parannettiin lisäämällä fluoropolymeerikalvo lisäeristeeksi uloimman lasin ja absorptiopinnan väliin johtumishäviöiden pienentämiseksi. Samalla kehitettiin keräimen kehystä ja kalvonasennustapaa. Alkuperäisen aurinkokeräimen hyötysuhde oli 41 %, joka pystyttiin kehitystyön tuloksena nostamaan jopa 49 %:iin, konversiokeräimen ollessa yli 80 %. (Sipilä et al. 2017, Beikircher et al. 2015). Mikäli tasokeräimellä halutaan tuottaa kaukolämpöverkkoon yli 80-asteista vettä, täytyy painetta olla tarpeeksi, jottei neste ala höyrystyä. Lisäksi virtausta keräimen läpi täytyy säätää niin, että absorptiopintaan tulevalla auringon säteilyintensiteetillä saadaan nostettua veden lämpötilaa kaukolämpöverkkoon sopivaksi.

Eräissä tutkimuksissa (Serale et al. 2016) todetaan, että faasimuutosmateriaalien (PCM) käyttö lisää aurinkokeräimen suorituskkyä lämmöntuotannossa, mutta ne nostavat painehäviöitä putkistossa lietteen ominaisuuksien vuoksi. Myös absorptiopinnan selektiivisyyden parantamiseksi on kehitetty erilaisia pinnoitemateriaaleja ja -menetelmiä (Kalogirou 2014), jotka toimivat paremmin kuin mustaksi maalattu pinta, tuottaen enemmän lämpöä (Solpros 2006), jolloin keräimen hyötysuhde paranee. Selektiiviset pinnoitteet sitovat auringonsäteilyä tehokkaasti, mutta eivät luovuta sitä juurikaan pois, ja käytännössä niitä käytetään yleensä aina aurinkokeräimissä. Pinnoitteet ovat yleensä metallioksidea, kuten kuparioksidia, sinkkisulfidia tai nikkeli-teräs- tai nikkeli-kupari -pinnoitteita. Eri-tyisesti tasokeräimissä on tärkeintä, että lyhytaaltoisen säteilyn sitoutuminen keräimeen eli keräimen absorptiokyky on korkea, ja pitkäaaltoisen säteilyn eli lämpösäteilyn pois heijastuminen, emissiivisyys, on mahdollisimman matala. Aurinkokeräimen lyhytaaltoisen säteilyn absorptiokyky riippuu pinnoitteen ominaisuuksista, kuten väristä ja kohdistuskulmasta. Värinä suositetaan mustaa, mutta myös muita pinnoitevärejä voidaan käyttää, enimmäkseen esteettisistä syistä. Pintoja voidaan myös pintakäsitellä, jotta voidaan lisätä absorptiokykyä ja emissiivisyyttä. Vastaavasti keskittävät keräimet edellyttävät heijastavien materiaalien käyttöä, jotta säteilykeila voidaan kohdistaa vastaanottimeen. (Duffie & Beckman 2013). Aurinkokeräimien toimintakykyä on tutkittu myös niin kutsutuilla nanofluideilla, joissa on sekä vettä että kuparipartikkeleita. Bellos & Tzivanidis (2018) totesivat tutkimuksessaan, että aurinkokeräimien ekserginen toimintakyky parani nanofluidia käytettäessä 4 % ja jäähdytysteho 0,84 %.

5 Lämpövarastot

Lämmön varastoiminen on oleellista aurinkolämpöjärjestelmissä, jotta aurinkolämmön tuotanto ja lämmönkulutus saadaan paremmin kohtaamaan, mahdollistaen aurinkolämmön tehokkaamman hyödyntämisen (Xu et al. 2014, Ataer 2006). Lämpöä varastoidaan viilentämällä, lämmittämällä, sulattamalla, jähmettämällä tai höyryttämällä materiaalia. Varastoiminen voidaan tehdä nesteeseen, faasimuutosmateriaaleihin tai termokemiallisesti kemiallisiin sidoksiin. Lämpöä vapautuu, kun prosessi etenee käänteisesti (Lee 2013). Kun aineen lämpötila kasvaa eli aineeseen siirtyy lämpöenergiaa, sen energiasäilytys eli sisäenergia kasvaa. Tuntuvan lämpövaraston kapasiteetti, eli varastoitava lämpöenergian määrä, voidaan määrittää kaavalla

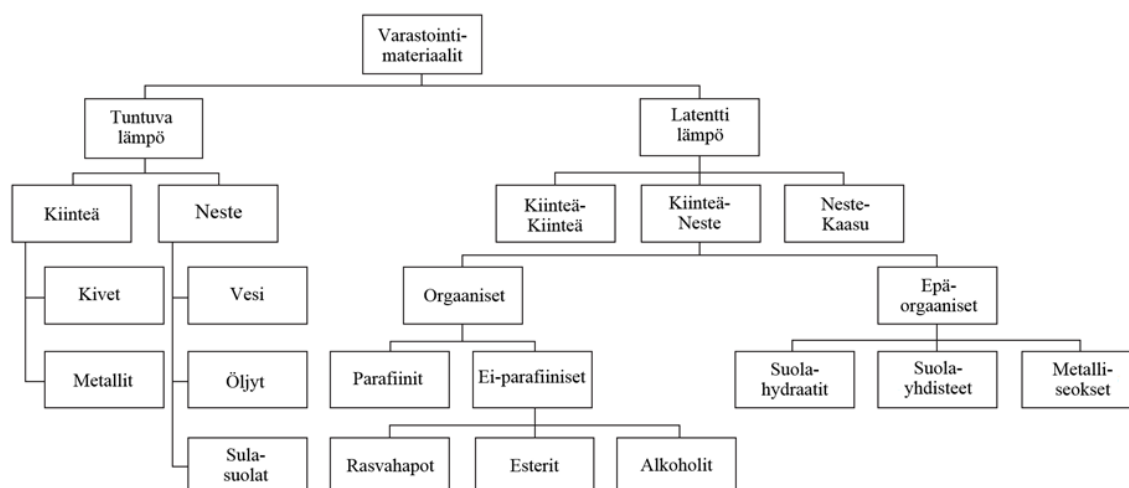
$$Q_u = mc_p dT, \quad (5.1)$$

missä Q_u = lämpöenergia, joka materiaaliin voidaan varastoida [J]
 m = aineen massa [kg]
 c_p = aineen ominaislämpökapasiteetti [J/kgK]
 dT = lämpötilan muutos [K] (Cabeza 2015, Kalogirou 2014).

Lämpövarastolla on myös lämpöhäviöitä, joita syntyy lämmönsiirtymismekanismeilla, johtumalla (konduktio), kuljettumalla (konvektio) ja säteilemällä. Jos varastoitavana aineena on vesi, lämpöhäviöt muodostuvat pääosin johtumisesta ja kuljettumisesta, mutta myös lämpösäteilyä tapahtuu jonkin verran. Johtumisessa lämpöä siirtyy aineen sisällä, konvektiossa lämpö siirtyy liikkuvan aineen, esimerkiksi ilmavirran, mukana ja lämpösäteily aiheutuu väliaineen hiukkasten lämpöliikkeestä. Esimerkiksi uima-altaan tapauksessa lämpöhäviöitä syntyy myös veden höyrytymisen kautta.

Lämpövarastotyyppinä on kolmenlaisia: tuntuvat lämpövarastot, latenttilämpövarastot sekä termokemialliset lämpövarastot. Tuntuvan lämmön varastot ovat yleisimpiä ja kypsää teknologiaa, ja niitä hyödynnetään yleisesti isoissa energiantuotantolaitoksissa (Xu et al. 2014, IEA 2014, Alanen et al. 2003). Niissä lämpöä varastoidaan väliaineeseen, jolla on mahdollisimman korkea ominaislämpökapasiteetti, tavallisimmin veteen, mutta myös maaperään, höyryyn, öljyyn tai kiinteisiin rakenteisiin, kuten soraan, betoniin tai tiiliin.

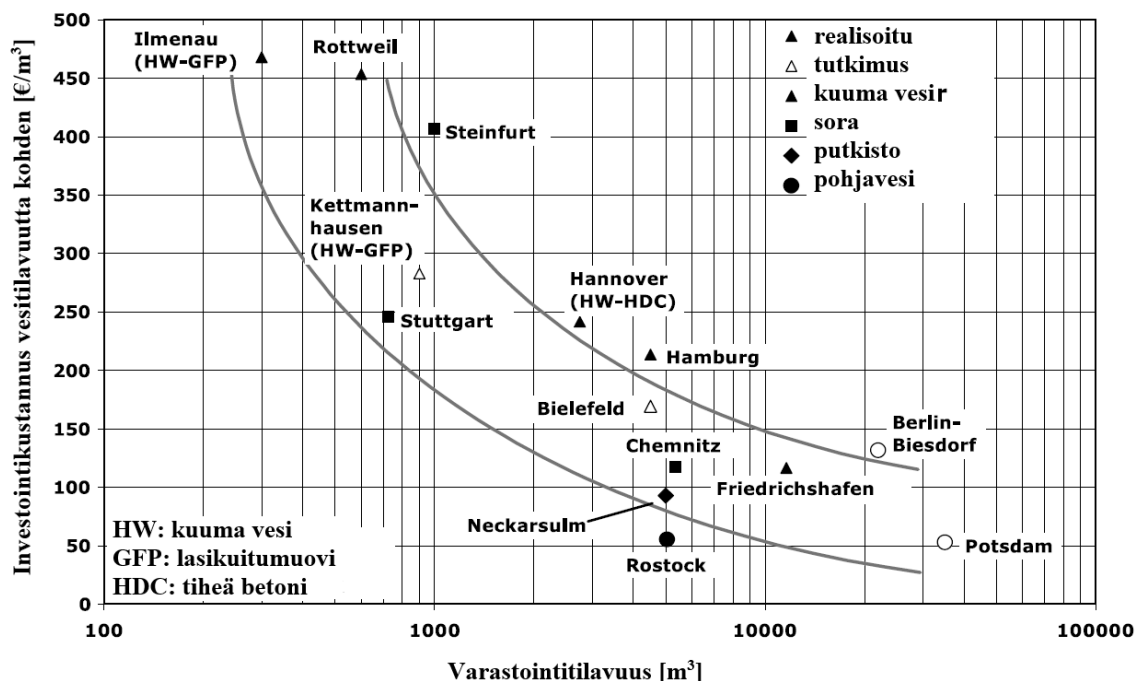
Latenttilämpövarastot eli sitoutuneen lämmön varastot perustuvat faasimuutosmateriaaleihin (PCM), joiden olomuoto muuttuu lähes vakio- λ -lämpötilassa, jolloin energiaa joko sitoutuu tai vapautuu. Tavallisimmin olomuoto muuttuu nesteen ja kiinteän aineen välillä. Latenttilämpövarastoilla pystytään tasaamaan lämpötilavaihteluita, sillä faasimuutosmateriaaleilla on mahdollista varastoida suuriakin määriä lämpöenergiaa pienellä lämpötila-erolla, koska faasimuutos tapahtuu lähes isotermisesti. Niiden yleinen ongelma on kuitenkin faasimuutosmateriaalien huono lämmönjohtavuus (Velraj et al. 1999), mutta etuna ovat yleensä parempi lämpökapasiteetti ja vähäiset lämpöhäviöt (Xu et al. 2014). Lämpövarastoissa voidaan käyttää esimerkiksi parafiineja, suolojen hydraatteja ja eutektisia suolahydraatteja, mutta myös muita varastointimateriaaleja voidaan käyttää (Kuva 13) (Lee 2013, Alanen et al. 2003, Cabeza 2015). Sulasuolat ovat huoneenlämpötilassa ja normaalipaineessa kiinteitä aineita, mutta käyvät lämmitettäessä läpi olomuodonmuutoksen. Nestemäistä suolaa voidaan käyttää varastoimaan lämpöä esimerkiksi keskittävissä aurinkolämpöjärjestelmissä, ja myöhemmin hyödyntää sähkön tuotantoon tarvittaessa. (IEA 2014.)



Kuva 13. Lämpövarastointimateriaalien luokittelua (Cabeza 2015).

Termokemiallisissa varastoissa lämpöenergiaa varastoidaan aineiden kemiallisiin sidoksiin, jotka muiden aineiden kanssa reagoidessaan vapauttavat lämpöä. Myös niiden etuna ovat vähäiset lämpöhäviöt ja korkeampi lämpökapasiteetti (Xu et al. 2014). Kun komponentti AB hajoaa lämmön vaikutuksesta A:ksi ja B:ksi, ne voidaan varastoida erikseen, ja kun komponentit yhdistetään, vapautuu energiaa eksotermisesti, jota voidaan hyödyntää kulutuskohteissa. Saatava lämpöenergian määrä on reaktiossa vapautuvan energian määrä, sidosenergia, joka on sitoutunut kemiallisiin sidoksiin.

Lämpövarastoja on useita erilaisia ja käyttökohde ja -tarkoitus määrittävät millaista varastointimenetelmää kannattaa käyttää (Ataer 2006). Jos aurinkolämmöllä halutaan kattaa enemmän kuin 20 % kohteen, kuten kerrostalon tai kaupungin lämmöntarpeesta, tulee aurinkolämpöjärjestelmän yhteyteen liittää kausivarasto, jotta aurinkolämpöä pystytään varastoimaan ja käyttämään muulloinkin kuin kesäisin (Tahkokorpi 2017, Holter 2018, Eijbergen 2018, Schmidt et al. 2004). Varaston kapasiteettiin vaikuttavat sen koko eli tilavuus, sekä varastointiaine ja sen tiheys. Lämpöenergiaa saadaan aina hieman vähemmän talteen kuin mitä sinne syötetään lämpöhäviöiden vuoksi, joita aiheutuu esimerkiksi järjestelmän lämmönvaihtimen asteisuushäviöiden (3–5 °C), lämmönsiirtoputkiston ja lämpövaraston lämpöhäviöistä. Lämpövarastot voidaan luokitella myös varastointiajan perusteella: lyhyt- ja pitkäaikaisiin (kausi)varastoihin. Varastointikustannukset kapasiteettia tai tehoa kohden riippuvat investointi-, käyttö-, ja elinkaarikustannuksista ja varastotyyppistä. (IEA & IRENA 2014.) Lisäksi varastointimateriaalin kustannukset vaihtelevat varastointiaineen mukaan, ja yleensä latenttimateriaalit ovat varastointimateriaaleina kalliimpia kuin esimerkiksi vesi. Lämpövaraston kapasiteetti eli energiamäärä, mitä siihen voidaan varastoida, riippuu useista tekijöistä, kuten sijainnista, rakenteesta, koosta, muodosta, varastoinnissa käytettävästä aineesta, käytetyistä materiaaleista ja varastotyyppistä. Lämpövaraston pituuden ja halkaisijan suhde vaikuttaa lämmön kerrostuneisuuteen lämpövarastossa (Lee 2013.), ja pinta-alan ja tilavuuden suhde vaikuttaa lämpöhäviömääriin – mitä pienempi lämpövarasto, sen suuremmat lämpöhäviöt suhteessa varaston kokoon. Siinäkin on siis tunnistettavissa skaalausetuja. Lisäksi skaalausetu näkyy investointikustannuksissa varastokoon kasvaessa (Kuva 14) (Schmidt et al. 2004).



Kuva 14. Lämpövaraston koon kasvaessa suhteellinen kustannus vesitilavuutta kohden laskee. Tätä havainnollistetaan kuvaajassa eri lämpövarastoprojektien investointikustannusten avulla. Kuva on muokattu lähteestä Schmidt et al. 2004.

Myös sijoituspaikka vaikuttaa varaston toimintaan, sillä lämpöhäviöt ovat riippuvaisia ympäristön ja maaperän välisestä lämpötilaerosta, ja maaperän ominaisuuksista, kuten maaperän lämmönjohtokyvystä sekä lämpökapasiteetista. Pohjavesialueilla lämpöhäviöt ovat suurempia, minkä vuoksi lämpövaraston suunnittelussa olisi hyvä huomioida maaperän geologia. Kun varaston latausyhteisyyksiä on enemmän kuin yksi vuodessa, lämpövaraston taloudellinen kannattavuus kasvaa. (Lee 2013) Vesilämpövarastot soveltuvat tutkimuksien (Romanchenko et al. 2018) mukaan sekä lyhyt- että pidempiaikaiseen lämmönvarastointiin, ja niillä on mahdollista tasapainottaa lämpökuorman vaihteluita kaukolämpöverkossa kysynnän mukaan. Korkeimmat aurinkoenergian osuudet saavutetaan yleensä järjestelmillä, joissa aurinkolämpökapasiteettia pinta-alaa kohden on enemmän ja varastointikapasiteetti on suuri. (Hirvonen et al. 2018)

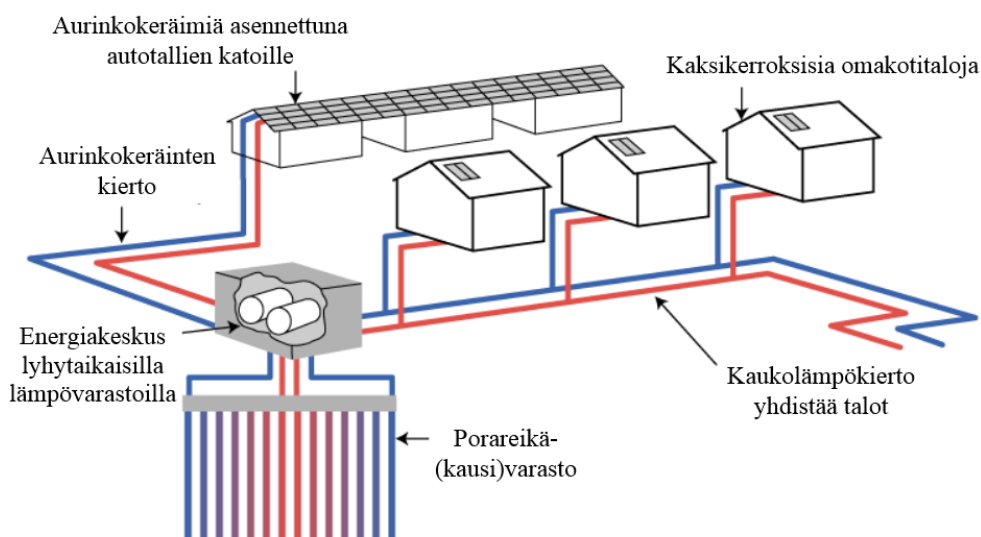
Lyhyt- ja pitkäaikaisia (kausi)lämpövarastoja on useita erilaisia. Pohjavesivarastoissa (ATES, aquifer thermal energy storage) lämpöä kausivarastoidaan pohjavesikaivojen avulla ja lämmönsiirtoaineena käytetään paikallista pohjavettä tai vesistöjen pintavesiä. Jos pohjakaivoja on vain yksi, imeytys ja pumpaus tapahtuvat yhdestä kaivosta, ja pohjavesiesiintymä on jakaantunut kahteen osaan. Jos kaivoja on kaksi, kylmä ja lämmin kaivo sijaitsevat erillään toisistaan ja lämpöä siirtyy pohjaveden avulla niin, että useista pohjavesilähteistä pumpataan vettä lämmönvaihtimelle. Näitä käytetään yleensä jäähdytykseen, käyttölämpötilojen ollessa 5–30 °C ja vain alueilla, joissa pohjavettä ei tarvita juomaveden valmistamiseen. (Dannemand et al. 2013) Varaston latauksen aikana kylmää pohjavettä pumpataan kylmävarastosta, lämmitetään esimerkiksi aurinkokeräimillä, ja injektoidaan kuumavarastoon, ja purkamisen aikana virtausuunta on päinvastainen. (Schmidt et al. 2004.) Edellytyksenä pohjavesivarastoille on maaperän geologinen sopivuus ja pohjavesien liikkumattomuus. (IEA & IRENA 2014.) Pohjavesivarastoillekin tulee tehdä tarkat katselmukset maaperän sopivuuteen liittyen ajoissa ennen tarkempaa suunnittelua. (Schmidt et al. 2004) Saksan Rostockissa on aurinkolämpöjärjestelmä, johon kuuluu myös 20 000 m³ pohjavesivarasto, minkä avulla aurinkolämmöllä on pystytty

kattamaan yli 40 % talojen lämmöntarpeesta. Kerrostalojen kattoihin integroiduilla aurinkokeräimillä (1000 m²) tuotetaan noin 700 kW teho. (Bauer et al. 2007, Schmidt & Müller-Steinhagen 2004, Schmidt et al. 2006.)

Porareikävarastot (BTES, borehole thermal energy storage) ovat kausivarastoja, jotka koostuvat useista kallioon tai vedellä kyllästettyyn maaperään poratuista rei'istä, joihin on asennettu lämpöputkisilmukoita. Ne ovat oikeastaan vertikaalisia lämmönvaihtimia, jotka on asennettu noin 50–100 m syvyyteen (Dannemand et al. 2013, Schmidt et al. 2004). Lämpöä siirretään maaperään kierrättämällä esimerkiksi suolavettä lämpöputkissa. Varastoa ladattaessa virtaussuunta on keskeltä reunoille päin, jotta keskelle saadaan mahdollisimman suuri ja reunoille matalampi lämpötila. Varastoa purkaessa virtaussuunta on päinvastainen. Vesisäiliövarastojen lämmönvarastointikapasiteetti on yleisesti ottaen parempi kuin porareikävarastojen (Schmidt et al. 2004.), minkä vuoksi porareivät sijoitetaan melko laajalle alueelle, mikä kasvattaa varaston kokoa. (Dannemand et al. 2013) Matalamman lämpökapasiteetin vuoksi porareikävarastojen yhteydessä on yleensä myös päivävaraaja (Schmidt et al. 2004). Käyttölämpötilat ovat Dannemandin et al. (2013) mukaan yleensä 40–60 °C, mutta Schmidtin et al. (2004) mukaan esimerkiksi Saksan Neckarsulmissa jopa 85 °C. Maaperän lämpökapasiteetti on melko keskinkertainen ja lämpöhäviöt maaperän kautta voivat olla melko suuret, joten varaston hyödyt näkyvät melko hitaasti, ja lämpöä ei välttämättä saada saman tien hyödynnettyä. (Dannemand et al. 2013) Porareikävarastot ovat kuitenkin yleensä edullisimpia lämpövarastoja. Porareikävarastojen lämpöenergiaa voidaan myös käyttää esimerkiksi lämpöpumppujen käyttöenergiaksi COP-luvun kasvattamiseksi. Lämpövarastoilla on merkittävä rooli uusiutuvien energialähteiden yleistymisessä tuotannonvaihteluiden tasaamiseksi. (EU 2018, Wang et al. 2015).

Yksi tunnetuimmista porareikävarastostoista (Kuva 15) on tällä hetkellä toiminnassa Kanadan Okotoksissa Albertassa, Drake Landingin aurinkokylässä (DLSC 2018). Kylä käyttää 1,6 MW:n aurinkolämpöjärjestelmää yhdistettynä porareikävarastoon, jolla pystytään kattamaan jopa yli 90 % tilanlämmitykseen menevästä energiasta 52 omakotitalolle.

Aurinkokausi-lämpövarasto ja kaukolämpökierto



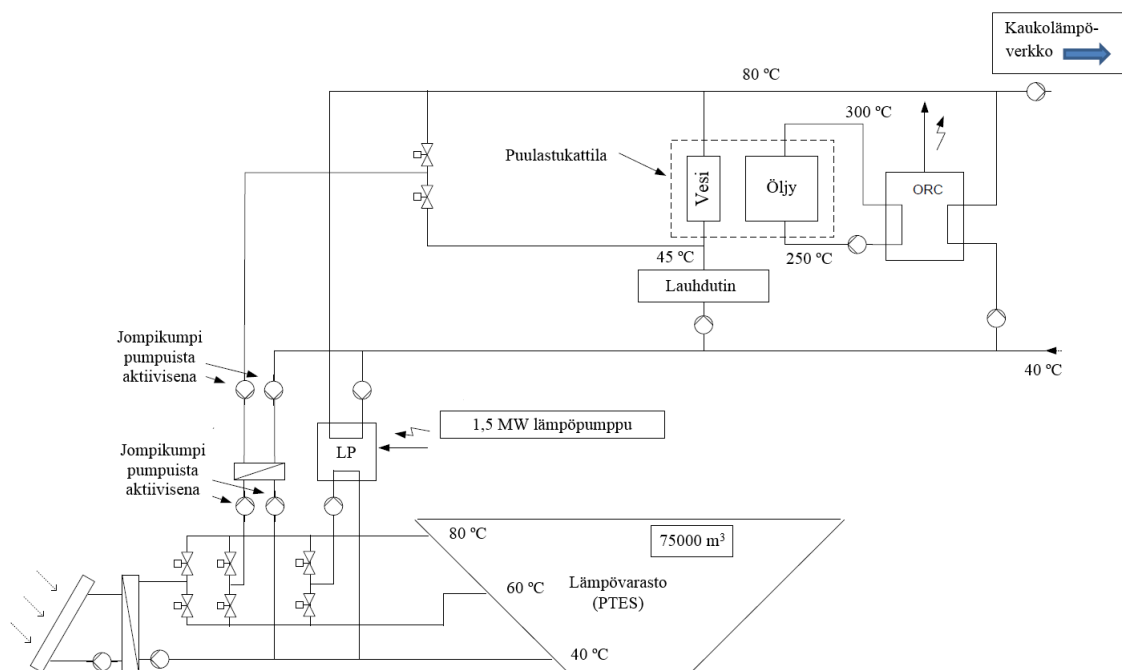
Kuva 15. Drake Landingin aurinkokylä Kanadan Okotoksissa, jossa porareikävarasto toimii lämpövarastona. (DLSC 2018)

Varajärjestelmänä toimii kaasukattila. (IEA 2017a, DLSC 2018.) Flynnin & Sirénin (2015) tutkimuksen mukaan Helsingin korkeudella aurinkolämmön osuutta voidaan kasvattaa eristämällä asuinrakennukset hyvin ja käyttämällä matalalämpöistä lämmitysjärjestelmää. Pohjoisilla sijainneilla kausivarastoinnin merkitys aurinkolämmön osuuden kasvattamisessa korostuu.

Lanahan & Tabares-Velascon (2017) mukaan lämpövarastot ovat tehokkaimmillaan, kun hyödynnetään lämmitysjärjestelmää, jossa on sekä päivä- että kausivarasto käytössä. Tämä johtuu siitä, että kausivaraston lataaminen ja purkaminen voi olla verrattain hidasta, mitä taas voidaan kompensoida päivälämpövarastolla tai lämminvesivaraajalla samassa lämmitysjärjestelmässä. Heidän mukaansa porareikävarastoilla on vähemmän geologisia rajoitteita kuin pohjavesikaivovaroistoilla (ATES), ja porareikävarastojen (BTES) asennuskustannukset ovat yleensä pienemmät kuin vesisäiliövarastoilla (WTES). Investointikustannukset porareikävarastossa ovat lämpövarastovaihtoehdoista yleensä pienimmät, sillä isojen varastojen rakentaminen ja louhiminen on hyvin kallista. Porareikäkaivoja käytetään myös yleensä enemmän lämmitys- kuin jäähdytystarkoitukseen. (Lanahan & Tabares-Velasco 2017) Welschin et al. (2018) tutkimuksen mukaan aurinkokeräimien ja porareikävarastojen yhdistäminen pieneen CHP-laitokseen olisi taloudellisesti paras vaihtoehto vähentämään päästöjä, jopa ilman tukia niin, että sillä voitaisiin korvata fossiilisia polttoaineita käyttäviä CHP-laitoksia. Tulokset ovat kuitenkin hyvin riippuvaisia paikallisista taloudellisista ja ympäristöllisistä reunaehdoista.

Luolalämpövarastoissa (CTES, cavern thermal energy storage) hyödynnetään luolia lämpöenergian varastoimiseen, yleensä veteen. Suomessa esimerkiksi Oulun Toppilassa on käytössä lämmöntuotannon tasaamiseksi kalliolämpövarasto, joka toimi aiemmin öljyvarastona. (Sipilä 1990.) Seurantareportin mukaan Oulun kalliolämpövaraston lämpöhäviöt olivat suuremmat kuin laskennallisesti arvioidut lämpöhäviöt, ja niiden arvioitiin liittyvän kalliossa esiintyviin rakoihin ja kuljetusväyliin, joiden kautta lämpöä pääsisi poistumaan. (Väätäinen et al. 1992.) Myös energiayhtiö Helen aikoo toteuttaa vanhoihin öljyluoliin luolalämpövaraston Helsingin Mustikkamaalle, johon voidaan varastoida kaukolämpöä ja näin tasata vaihtelevaa kaukolämmön kulutusta (Helen Oy 2018b). Nordellin (2012) mukaan luolalämpövarastoja voidaan hyödyntää myös lumivarastoina. Lumivarastoissa lumi kerätään talvikaudella, ja käytetään kesäkaudella jäähdytykseen. Luolavaraston yläosa on tavallisesti eristetty sahanpurulla. Esimerkiksi Ruotsissa 75 000 m³ lumivaraston avulla jäähdytetään (4 MW, 3 GWh) Sundvallin sairaalaa, ja Sapporossa Japanissa lentokenttää (5–10 GWh). (Nordell 2012.)

Kaivantolämpövarastoina (PTES, pit thermal energy storage) hyödynnetään laakeita kaivantoja, jotka täytetään väliaineella, kuten vedellä tai soralla, johon lämpöä voidaan varastoida, ja peitetään eristävillä materiaaleilla. Jos kaivantovarastossa käytetään varastointiaineena soraa veden sijaan, varaston tilavuus on jopa 50 % suurempi matalamman lämpökapasiteetin vuoksi (Schmidt et al. 2004.) Vettä pumpataan kaivantoon, jolla ladataan kaukolämpöverkkoon lämpöä tai jäähdytystä tarpeen mukaan. Esimerkiksi Tanskassa Marstalissa on kaivantolämpövarastoa hyödyntävä kaukolämpöjärjestelmä (IEA 2014, Dannemand et al. 2013). Aurinkolämmön osuus kaukolämmöstä on noin 50 %, joka tuotetaan 10 hehtaarin aurinkokeräinkentällä sekä 75 000 m³ kaivantolämpövarastolla, johon aurinkolämpöä on mahdollista varastoida talvea varten. Toiset 50 % lämmityksestä katetaan biomassalla. Lisäksi järjestelmään on liitetty sähkökäyttöinen 1,5 MW:n lämpöpumppu ja ORC-järjestelmä (Kuva 16). (Euroheat & Power 2014.)



Kuva 16. Marstalin prosessikaavio muokattuna lähteestä Marstal Fjernvarme 2018.

Marstalin kaivantovarasto on pinta-alaltaan $88 \times 113 \text{ m}^2$, ja syvyydeltään 13 metriä. Varastointiaineena käytetään vettä, ja käyttölämpötilat ovat $30\text{--}90 \text{ °C}$. Kuitenkin kaivantoon sijoitettu suojaava kalvo rajoittaa käyttölämpötilaa jonkin verran, ja se onkin kausivarausten kalleimpia komponentteja. Jotta lämpöhäviöiden määrä olisi mahdollisimman vähäinen, kaivanto tulee eristää päältä ja varmistaa jo suunnitteluvaiheessa, ettei se sijaitse lähellä pohjavesialuetta. Keskeisimmät geotekniset haasteet Marstalin tapauksessa liittyivät kaivannon vakauteen, pohjaveden ja maaperän käsittelyyn rakennusvaiheessa, sekä pitkäaikaisiin termisiin vaikutuksiin varaston ollessa toiminnassa. Haasteista huolimatta Marstalin pilottiprojekti osoittaa, että kaivantolämpövaraston integroiminen aurinkolämpöjärjestelmään on mahdollista. Lämpövaraston kustannukset olivat 41 €/m^3 , sisältäen tutkimus-, kehitys- ja rakennustyöt. (Dannemand et al. 2013.)

Vesivaraajat-, säiliöt- ja varastot (TTES, tank thermal energy storage, tai WTES, water thermal energy storage), käytännössä terässäiliöt, ovat ehkä tunnetuin tapa varastoida lämpöä lyhytaikaisesti ja myös kapasiteettinsa ansiosta ne ovat suotuisimpia lämpövarastoja termodynaamisesta näkökulmasta. Niitä voidaan käyttää tasapainottamaan lämmitys- ja jäähdytyskuormaa. Tanskassa tyypillisin kokoluokka säiliövarastoille on noin $1000\text{--}1500 \text{ m}^3$ ja käyttölämpötilat $30\text{--}90 \text{ °C}$. (Dannemand et al. 2013)

Tulevaisuudessa pohjavesivarastot voivat yleistyä sekä keskitettyjen aurinkokaukolämpölaitoksien että hajautettujen energiaratkaisujen yhteydessä, ja ovatkin esimerkiksi Ruotsissa jo melko yleisiä. Luolalämpövarastot sen sijaan eivät ole kovin yleisiä, koska niiden rakentaminen on hyvin kallista (Nordell 2012.). IRENA:n ja IEA:n (2014) mukaan merkittävimpana esteenä lämpövarastojen yleistymiselle mainitaankin kustannussyyt, kuten suuret investointikustannukset, siitä huolimatta, että suhteellinen investointikustannus laskee merkittävästi varaston tilavuuden kasvaessa (Cabeza 2015, Lee 2013). Suuremmilla varastoilla voidaan varastoida suurempi energiamäärä pääomakustannusten kasvaessa vain marginaalisesti. Helpointa lämpövaraston integrointi on uusiin rakennuksiin, mutta Euroopassa uudisrakentaminen ja remontoiminen tapahtuvat melko hitaasti, mikä hidastaa varastojärjestelmien yleistymistä kaupunkialueilla. Järjestelmät voivat olla helpommin toteutettavissa kasvavilla alueilla. Luolalumivarastot voisivat olla hyödyllisiä

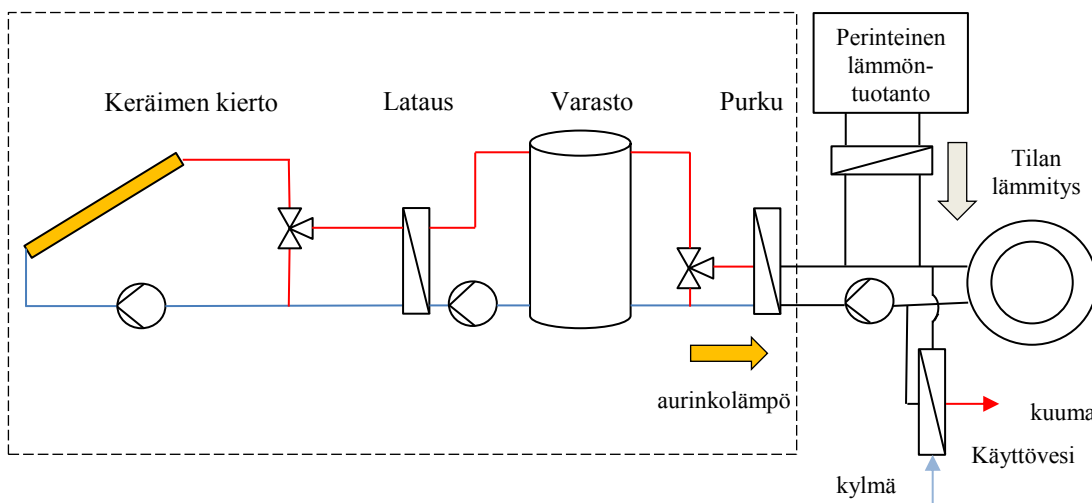
kohteissa, joissa tarvitaan jäähdytystä kesäkaudella esimerkiksi kaupunkialueilla. Luolien käyttäminen lumen varastointiin voisi säästää lumen käsittelyyn liittyviä kustannuksia ja sen varastointiin käytetty pinta-ala vapautuisi muuhun käyttöön. (Nordell 2012.)

Lämpövarastojen lämmönsiirron uskotaan (Urchueguía et al. 2014) kehittyvän lähivuosina merkittävästi, ja TCM- ja PCM -varastointimateriaalit tulevat parantamaan lämpövarastojen energiatihelyä (Urchueguía et al. 2014), jolloin on mahdollista vähentää niiden tilantarvetta (Hsieh et al. 2017). Esimerkiksi natriumasetaattihydraatilla ja ksylitolilla on hyvät säilöntäominaisuudet alijäähtyneessä tilassa ja kykenevät säilymään alijäähtyneinä jopa useita vuosia (Seppälä et al. 2008). Myös kustannusten ja lämpöhäviöiden odotetaan laskevan tulevaisuudessa, ja uusien lämmönsiirtoaineiden käyttö mahdollistaa pumppaukseen kuluvan sähkön käytön vähenemisen. PCM-suolahydraattien kustannusten ennustetaan laskevan ja UTES-tekniikan odotetaan kehittyvän ja energiatehokkuuden kasvavan 60 %:sta 75 %:tiin vuoteen 2020 mennessä, niiden elinkaaren kasvaessa 10 vuodesta 30 vuoteen. Myös uusiutuvien energialähteiden optimointi ja integraatio kaukolämpö- ja jäähdytysverkkoihin uskotaan kehittyvän lämpövarastoteknologioiden yleistymisen myötä. Tällöin myös tuotantokustannuksien odotetaan laskevan 50–200 €/MWh:sta 40–90 €/MWh:tiin energiatehokkuuden kasvaessa 10 %. (Urchueguía et al. 2014.)

6 Aurinkolämpöjärjestelmät

Yksinkertaisimmillaan aurinkolämpöjärjestelmä sisältää aurinkokeräimet, lämminvesivaraajan, lämmönsiirtoputkiston, pumpun ja ohjausyksikön, joka säätää järjestelmää mitta-antureiden antaman tiedon mukaan, sekä muut tarpeelliset lvi-laitteet. Koska aurinkonsäteilyn määrä vaihtelee, aurinkolämpöjärjestelmien yhteydessä on tavallisesti jonkinlainen lämpövaraaja tai lämpövarasto, johon lämpöenergia varastoidaan väliaikaisesti ja käytetään myöhemmin kulutuskohteissa (Kuva 17). (Motiva 2018b, Tahkokorpi 2017, IEA & IRENA 2015.) Lämpöenergia voidaan siirtää myös suoraan käyttöveden ja/tai tilan lämmitykseen (Kalogirou 2014). Käyttöveden ja tilojen lämmitykseen tarkoitettua aurinkolämpöjärjestelmää kutsutaan yleensä kombijärjestelmäksi. Niissä aurinkokeräimet asennetaan tavallisimmin katolle, mikä on tilan käytön näkökulmasta hyödyllistä, mutta voi nostaa merkittävästikin järjestelmän investointikustannuksia. (Stryi-Hipp et al. 2012, Mauthner & Herkel 2016). Lisäksi aurinkolämpösovellukset voivat olla kaupallisten kiinteistöjen järjestelmiä, aurinkokaukolämpöjärjestelmiä tai aurinkojäähdytysjärjestelmiä. Muiden kuin kotitalouksien aurinkolämpösovelluksia käytetään tavallisimmin teollisuuden prosessilämmön tuotantoon tai maataloudessa käyttöveden ja tilojen lämmitykseen.

Aurinkolämpöjärjestelmän käyttö voi olla suoraa tai epäsuoraa, riippuen siitä käytetäänkö lämmönsiirtonestettä suoraan kulutuskohteessa (suora) vai onko välissä lämmönvaihdin (epäsuora). Suorassa käytössä vesi kiertää keräimen läpi ja epäsuorassa jäätymätön lämmönsiirtoneste kuljettaa lämpöä keräimeltä ja siirtää sen vesikiertoon lämmönvaihtimen välityksellä. Pohjoisemmilla sijainneilla kytkentä on yleensä epäsuora, koska keräimen vesikierrossa on mukana glykolia jäätymisen estämiseksi. (IEA & IRENA 2015.) Kiinteistökohtaisissa ratkaisuissa lämmönvaihtimen kapasiteetti mitoitetetaan keräinpinta-alan mukaan (Erkkilä 2003). Kytkentäkombinaatiot voivat vaihdella paljon kohteittain ja aurinkokeräimiä voidaan sijoitella joko maa-alueille tai kattopinta-aloille, mikä osaltaan vaikuttaa kohteissa tarvittavan putkiston ja komponenttien määrään ja mitoittukseen.



Kuva 17. Aurinkolämpöjärjestelmän periaatekuva muokattu lähteestä Mauthner & Herkel 2016.

Aurinkolämpöjärjestelmät toimivat käytännössä aina yhdessä jonkin toisen energiantuotantotavan kanssa, jolloin energianlähteitä on useita ja ne ovat ns. hybridienergiajärjestelmiä, varsinkin kiinteistökohtaisissa ratkaisuissa. (Hakkarainen 2016, Motiva 2018b, Tahkokorpi 2017, IEA & IRENA 2015, Pöyry Management and Consulting 2017, Modi et al. 2017). Ne voisivat tutkimuksien mukaan toimia esimerkiksi osana kaukolämpöverkkoa (Bauer et al. 2016, Winterscheid et al. 2017, Hirvonen 2017a/b). Aurinkolämmön tuotannon lisäämiseen pohjoisilla leveyspiireillä vaikuttaa keräimien hyötysuhteen paran-

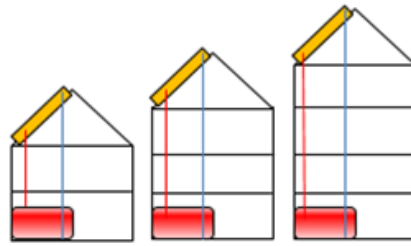
tamista enemmän se, mihin muuhun energiantuotantojärjestelmään se integroidaan (Varjotie 2018). Jos kiinteistö on myös kytketty kaukolämpöverkkoon, voidaan aurinkolämpöjärjestelmä mitoittaa niin, että sillä katetaan vain oman kiinteistön lämmöntarve ja kaukolämpöä hyödynnetään lämmitykseen tarvittaessa. Tällöin aurinkolämpöä ei syötetä lainkaan kaukolämpöverkkoon. Aurinkolämpöjärjestelmä voidaan mitoittaa myös niin, että ylimääräinen tuotettu aurinkolämpö voidaan syöttää kaukolämpöverkkoon, ja jälleen kaukolämpöä hyödynnetään kiinteistössä tarvittaessa, jolloin järjestelmä on kaksisuuntainen. Tämän vuoksi kaukolämpöverkkojen avaaminen voisi lisätä aurinkolämmön hyödyntämistä asuinrakennuksissa.

Keskitettyjä aurinkolämpöjärjestelmiä on kahdenlaisia. Ne voivat olla keskittäviä aurinkolämpölaitoksia (CSP), joissa auringonsäteilyä keskittävät aurinkokeräimet tuottavat höyryä turbiinille, joka tuottaa sähköä (Kalogirou 2014), tai keskitettyjä aurinkokaukolämpölaitoksia, joista siirretään kaukolämpöverkon kautta lämpöä kulutuskohteisiin (Mauthner & Herkel 2016). Keskittäviä järjestelmiä käytetään lähempänä päiväntasaajaa, jossa suoraa auringonsäteilyä on saatavilla huomattavasti enemmän (Kalogirou 2014). Kaukolämpölaitoksia on esimerkiksi Tanskassa, Saksassa, Itävallassa, Ruotsissa ja pienemmässä mittakaavassa myös Suomessa Ristiinassa (Haapiainen-Liikanen 2018). Aurinkolämpöjärjestelmät voivat tuottaa yhdessä jäähdytyskoneiden kanssa myös jäähdytystä, jolloin aurinkokeräimien tuottama lämpö hyödynnetään esimerkiksi absorptiojäähdyttimen käyttöenergiana (IEA & IRENA 2015). Aurinkojäähdytys on myös lupaava sovellus maissa, joissa on tarvetta kesäisin jäähdytykselle. Se ei ole vielä kovin yleistä, mutta joitain demonstraatioprojekteja on toteutettu. Jäähdytysjärjestelmien suorituskyvyssä ja kustannustehokkuudessa on kuitenkin vielä kehitettävää. (Stryi-Hipp et al. 2012, Mauthner & Herkel 2016.) Aurinkojäähdytyksestä kerrotaan enemmän kappaleessa 6.3.

Auvisen et al. FinSolar-raportin (2017, s. 18) mukaan aurinkolämpöjärjestelmien energian takaisinmaksuaika, eli aika, jonka laitoksen tulee olla toiminnassa, ennen kuin valmistukseen ja ylläpitoon kulunut energia on saatu tuotettua takaisin, on 1–3,5 vuotta. Tämä on kuitenkin hyvin järjestelmäkohtaista. Aurinkolämpöjärjestelmien elinkaaren voidaan arvioida olevan 15–30 vuotta, ja joidenkin järjestelmien elinkaari on ollut jopa enemmän. (Auvinen et al. 2016, Ardente et al. 2005a/b). Järjestelmien pieni sähköntarve ja aurinkokeräimien valmistaminen aiheuttavat välillisiä ympäristövaikutuksia, jotka ovat kuitenkin melko vähäisiä (Erkkilä 2003). Kilgastin (2018) mukaan on kustannustehokainta asentaa aurinkokeräimet niin isoina moduuleina kuin mahdollista.

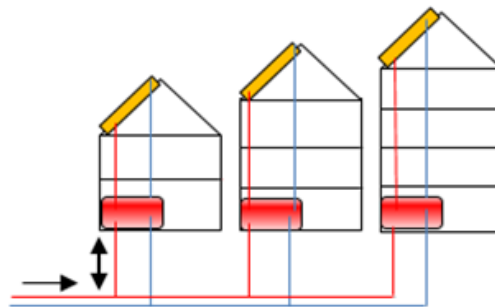
Kiinteistöjen aurinkolämpöjärjestelmille on useita eri kytkentävaihtoehtoja (Kuva 18). Yksittäisen kiinteistön lämmöntuotanto on täysin hajautettua, jos kiinteistö ei sijaitse lainkaan kaukolämpöverkon alueella ja aurinkokeräimet ja lämpövarasto sijaitsevat kiinteistössä. Järjestelmä voi olla myös täysin keskitetty, jolloin sekä aurinkokeräimet että lämpövarasto sijaitsevat keskitetysti samassa paikassa, josta lämpö siirretään kulutuskohteisiin. Alueellisessa verkossa eli alueellisessa kaukolämpöverkossa tai blokkilämmitysjärjestelmässä toteutus voi olla myös niin, että vain lämpövarasto on keskitetty ja aurinkokeräimet sijaitsevat hajautetusti kulutuspisteissä tai päinvastoin.

**1) Yksittäisten rakennusten aurinkolämmitys
asuinrakennuksissa tai ei-asutettavissa kiinteistöissä**
- Käyttöveden lämmitys tai kombijärjestelmä

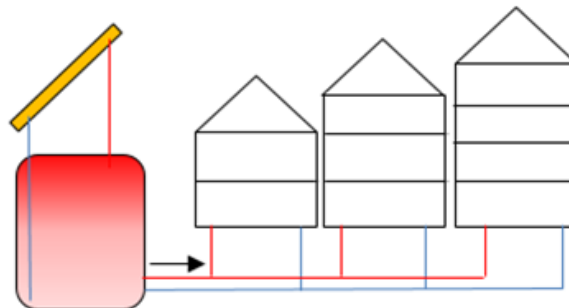


Hajautettu energiantuotantojärjestelmä

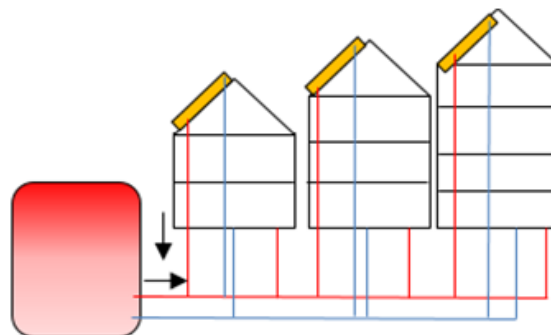
**2) Verkkoon kytkettyjen rakennusten aurinkolämmitys
asuinaluekohtaisena lämmityksenä tai aurinkokaukolämpönä**



Hajautetut aurinkokeräimet ja lämpövarastot: Kaksisuuntainen lämmönjako kiinteistöjen ja verkon välillä, tai lämmöntuotto vain oman kiinteistön käyttöön ja tarvittaessa lämmönjako verkosta kiinteistöihin



Keskitetyt aurinkokeräimet ja lämpövarasto: Keskitetty lämmönjako verkosta kiinteistöihin

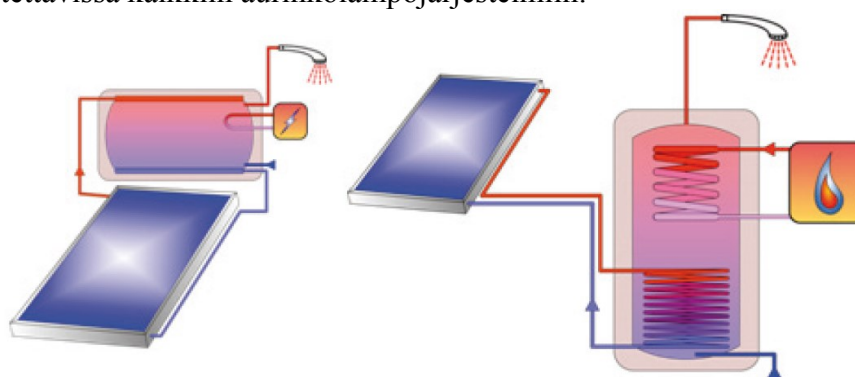


Keskitetty lämpövarasto, hajautetut aurinkokeräimet: Hajautettu lämmönjako verkkoon, varastoon ja muihin kiinteistöihin

Kuva 18. Aurinkolämpöjärjestelmien kytkentätapoja, muokattu lähteestä Mauthner & Herkel 2016.

6.1 Kiinteistökohtaiset järjestelmät

Käyttöveden lämmitykseen tarkoitettujen omakotitalojen aurinkolämpöjärjestelmät ovat kaikkein yleisimpiä aurinkolämpöjärjestelmiä. Euroopassa myös tilanlämmitykseen soveltuvien aurinkolämpöjärjestelmien määrät ovat kasvussa, mutta ne tarvitsevat merkittävästi enemmän keräinpinta-alaa kuin vain käyttöveden lämmitykseen tarkoitettujen järjestelmät. Kiinteistökohtaiset ratkaisut voivat olla luonnonkiertoisia tai pakkokiertoisia. Luonnonkiertoiset järjestelmät, termosifonit (thermosiphons, Kuva 19), ovat tyypillisiä maissa, joissa auringonsäteilyä on melko paljon saatavilla, ja lämpövarasto tai -varaaja sijaitsee aurinkokeräimen yläpuolella. Niissä ei ole erillistä pumppua nesteen kierrätykseen. Niissä aurinkolämpökapasiteetti on noin 0,7–2,1 kW, jolloin keräinpinta-ala on noin 1–3 m², ja lämpövaraajan koko noin 80–150 litraa neljänhenkisen perheen kotitalouksissa. Ardenten et al. (2005a/b) tutkimuksien mukaan erityisesti termosifonijärjestelmien aurinkokeräimien energiatakasinmaksuaika on jopa alle 2 vuotta, ja pessimistisimmässä skenaarioissa alle 4 vuotta. Laskelmien tulokset ovat kuitenkin tapauskohtaisia eivätkä näin ollen yleistettävissä kaikkiin aurinkolämpöjärjestelmiin.



Kuva 19. Luonnonkiertoinen (termosifoni, vas.) ja pakkokiertoinen (oik.) kiinteistöaurinkolämpöratkaisu (Stryi-Hipp et al. 2012).

Pakkokiertoisissa järjestelmissä lämpövaraaja sijaitsee muualla kiinteistössä, tavallisesti kellarissa, ja nesteen siirtämiseen tarvitaan erillistä pumppua. Pakkokiertoiset järjestelmät ovat yleisempiä Keski- ja Pohjois-Euroopassa. Ne ovat yleensä kapasiteetiltaan 2,1–4,2 kW ja keräinpinta-alaltaan 3–6 m², jolloin varaajan koko on 200–400 litraa. Rivitaloissa ja kerrostaloissa keräinpinta-ala on yleensä katon pinta-alan verran, esimerkiksi noin 35 kW kapasiteetilla keräinpinta-ala on noin 50 m², ja lämpövaraaja on noin 2500 litraa. Kombijärjestelmät ovat yleisimpiä Keski- ja Pohjois-Euroopassa ja yleistymässä esimerkiksi Saksassa. Ne ovat yleensä teholtaan 7–14 kW, keräinpinta-alaltaan 10–20 m² lämpövaraajan ollessa kokoluokaltaan 500–1500 m³.

Kiinteistökohtaisissa järjestelmissä pyritään usein asentamaan aurinkokeräimet katoille tai integroimaan ne kattorakenteeseen tai meluaitoihin, kuten esimerkiksi Crailsheimissa Saksassa. Crailsheimin järjestelmään kuuluu myös porakaivovarasto, jolloin aurinkolämpöllä katetaan myös osa talviajan lämmöntarpeesta. Kombijärjestelmillä voidaan kattaa jopa 60 % kohteen lämmöntarpeesta erityisen aurinkoisilla alueilla, kuten Etelä-Ranskassa tai Italiassa ja joissain omakotitaloissa Itävallassa ja Saksassa. Jos talon aurinkolämmön osuus lämmityksessä on yli 50 %, niitä sanotaan ”aurinkoaktiivitaloiksi” (solar active house) keräinpinta-alan ollessa yli 30 m² ja lämpövaraston tilavuuden yli 6 m³. Näin suuret aurinkolämmön osuudet edellyttävät myös kausivarastointia. (IEA & IRENA 2015.) Kehittyvillä markkinoilla on yleensä useita erilaisia kokoonpanoja varsinkin kiinteistökohtaisille aurinkolämpöjärjestelmille. Järjestelmien investointikustannukset vaihtelevat melko paljon, kun aurinkolämpömarkkina on vasta kehittymässä. Tämän vuoksi

pienempien järjestelmien kustannukset vaihtelevat enemmän kuin suurien keräinkenttä-järjestelmien kustannukset. (Mauthner & Herkel 2016, Mathiesen & Hansen 2017/2018, Rämä & Mohammadi 2017.)

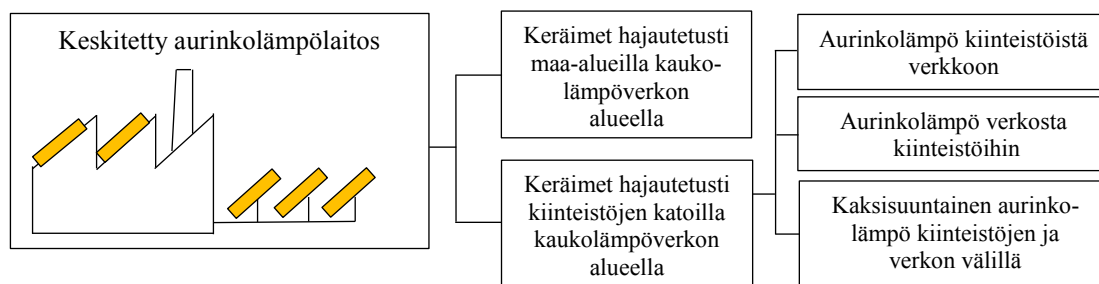
Kiinteistökohtaisia aurinkolämpöjärjestelmiä on helpointa ottaa käyttöön esimerkiksi peruskorjauksen yhteydessä tai uusilla asuinalueilla. Keräinten integroiminen on helpointa, jos niiden sijoittelu otetaan huomioon jo kiinteistön suunnitteluvaiheessa, jolloin voidaan parhaiten varmistaa, että rakennuksen ja järjestelmän yhteensopivuus on hyvä. (Stryi-Hipp et al. 2012, Mauthner & Herkel 2016, Solpros 2006.) Kiinteistökohtaisissa aurinkolämpöjärjestelmissä mitoituksessa lähdetään yleensä lämpimän käyttöveden tarpeesta, mikä riippuu kohdekohtaisesta kulutusprofiilista. Tilan lämmitystä varten tarvitaan myös tieto lämpökuormasta. Näiden tietojen avulla mitoitetaan lämpövaraajan tilavuus, jonka tulisi olla 2–3 kertaa lämmöntarpeen verran, jotta sää ja kulutushuiput eivät vaikuta liikaa lämmön saatavuuteen. Keräimien lämmön tuotanto riippuu useista tekijöistä, mutta kun lämmöntarve tiedetään, voidaan määrittää tarvittava keräinala. Solprosin (2006) mukaan ylilämmöntuottoa yleensä vältetään ja keräimet mitoitetaan tuottamaan kesäajan lämmöntarve. (Solpros 2006.)

Myös kaupallisissa kiinteistöissä ja teollisuudessa voidaan toteuttaa kiinteistökohtaisia aurinkolämpöjärjestelmiä: hotelleissa, sairaaloissa, vanhainkodeissa, uimahalleissa, autopesuloissa, prosessilämmön tuotannossa ja energiantuotannossa. (Stryi-Hipp et al. 2012). Järjestelmien koot ja lämpötilatasot vaihtelevat paljon: matalalämpökohteissa 30 °C:sta 95 °C:seen, keskilämpökohteissa 95 °C:sta 250 °C:seen tai korkeiden lämpötilojen kohteissa 250 °C:sta 400 °C:seen. Tyypillisimmät teollisuudenalat, joissa aurinkolämpötekniikkaa käytetään, ovat panimot, elintarvike-, lääke-, sellu- ja paperiteollisuus sekä suolanpoistolaitokset. Enimmäkseen aurinkolämpöä hyödynnetään erilaisissa prosessien tuotesien esilämmityksissä. Kaivos- ja elintarviketeollisuus hyödyntävät aurinkolämpöä eniten, lukuun ottamatta energiateollisuutta. (Stryi-Hipp et al. 2012, Mauthner & Herkel 2016, Mathiesen & Hansen 2017/2018, Rämä & Mohammadi 2017.) Lisäksi maatiloilla on hyvät edellytykset aurinkoenergian käyttöön, sillä pinta-alaa on paljon niin katoilla kuin maa-alueilla. Aurinkoenergiajärjestelmien hyödyllisyys niissä riippuu kuitenkin maatilojen oman energian käytöstä ja siitä mihin ajankohtaan suurin tarve sijoittuu. (Pöyry Management and Consulting 2013 & 2017.)

6.2 Kaukolämpöverkkoon kytketyt järjestelmät

6.2.1 Aurinkokaukolämpö

Aurinkokaukolämmölläkin on useita integrointivaihtoehtoja kaukolämpöverkkoon eikä sen tarvitse koostua vain keskitetyistä laitoksista. Aurinkokeräimet voidaan asentaa joko keskitetysti yhtenäiselle maa-alueelle tai esimerkiksi voimalaitoksien katoille. Niitä voidaan myös asentaa eri puolille aluetta, johon kaukolämpöverkko ulottuu: hajautetusti erilaisten kiinteistöjen kattopinta-aloille niin, että aurinkolämpöä syötetään verkon ja kiinteistön välillä kaksisuuntaisesti tai vain jompaankumpaan suuntaan (Kuva 20). (Mauthner & Herkel 2016.)



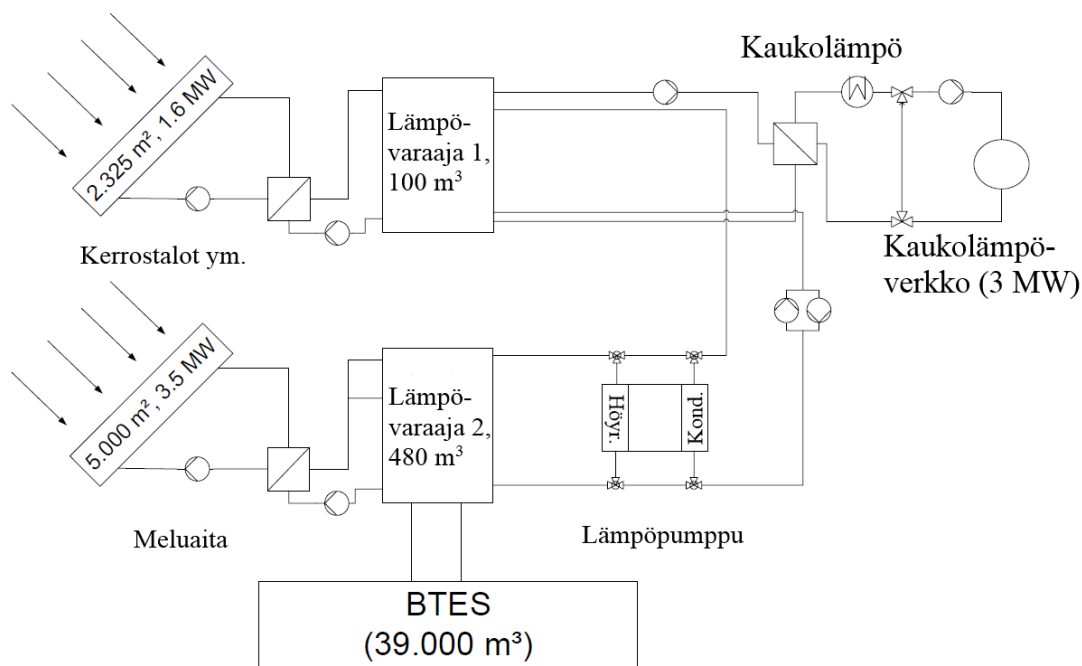
Kuva 20. Aurinkokaukolämmön integrointivaihtoehtoja kaaviona, muokattu lähteestä Mauthner & Herkel 2016.

Aurinkokaukolämpöjärjestelmien kausivarastojen tilavuus vaihtelee jopa 3000–61000 m³ välillä. Itävaltaan Grazin kaupunkiin on suunnitteilla aurinkokaukolämpöjärjestelmä, jonka keräimien pinta-ala on 220 000 m² ja huipputeho 154 MW, ja siihen liitettävän kaivantolämpövaraston tilavuus 900 000 m³. Järjestelmällä pystyttäisiin kattamaan noin 15 % Grazin kaukolämmöntarpeesta. Investointikustannuksiksi on arvioitu 100 miljoonaa euroa. (GSTEC 2018, Holter 2018, Moravi et al. 2018). Erilaisia keräintyyppisiä voidaan myös yhdistellä kaukolämmön tuotannossa: esimerkiksi Tanskan Taarsissa tasokeräimien tuottaman aurinkolämmön lämpötilaa nostetaan entisestään kourukeräimillä kuumemman kaukolämpöveden tuottamiseksi tehokkaammin (Donneborg 2018). Suomessa kaukolämpöverkon menoveden lämpötilataso on suhteellisen korkea, kesäisin alimmillaan 80 °C. Jos aurinkokeräimillä tuotetaan näin lämmintä vettä, niiden hyötysuhde olisi hie- man huonompi. Kehittyneemmillä tasokeräimillä pystytään kuitenkin kesäaikaan tuotta- maan riittävän lämmintä vettä kaukolämpöverkkoon. Myös Suomessa on jo joitain ha- jautettuja sekä kaukolämpöön kytkettyjä aurinkolämpöjärjestelmiä (liite 14).

Tanskan aurinkokaukolämpölaitokset on usein toteutettu biolaitosten yhteyteen. Ilmasto- olosuhteiden samankaltaisuuden vuoksi tällaiset järjestelmät voisivat sovellettavissa myös Suomeen (Hakkarainen 2016). Aurinkolämpöä voidaan tuottaa prosessin tarpeisiin tai suoraan kaukolämpöverkkoon. Biokattiloissa aurinkolämpöä voi käyttää myös esimer- kiksi polttoaineen, kuten biomassan, kuivaukseen ja näin vähentää laitoksen energiantar- vetta. Lisäksi ilman ja vesien, kuten raaka- ja puhdasveden esilämmitykseen voi hyödyn- tää aurinkolämpöä. Hajautetut aurinkolämpöratkaisut voivat vähentää kaukolämpötuot- tannon tarvetta, mutta ne voivat luoda uutta liiketoimintaa. Aurinkokaukolämpöjärjestel- mien on todettu tuottavan enemmän energiaa neliometriä kohden kuin hajautettujen au- rinkelämpöjärjestelmien, mikä johtuu todennäköisesti lämpöhäviöiden pienemmästä määrästä suurissa aurinkolämpöjärjestelmissä. Kaukolämpöverkkoon yhdistämällä aurin- kolämpö voidaan siirtää tuottajilta kuluttajille helposti, ollen myös kustannustehokkaam- paa verrattuna hajautettuihin järjestelmiin. (Pöyry Management and Consulting 2013). Modin et al. (2017) ja Trierin (2014) mukaan Tanskan olosuhteissa bio-CHP-laitosten ja aurinkoenergian hybridijärjestelmät ovat taloudellisesti kannattavia.

6.2.2 Aluekohtaiset järjestelmät

Aurinkolämmitysjärjestelmiä voidaan mitoittaa myös aluekohtaisesti niin kutsutuiksi blokkijärjestelmiksi. Tällöin alueella on yhteinen kaukolämpöverkko, jonka lämpökuor- man mukaan aurinkolämpöjärjestelmä mitoitetaan. Saksan Crailsheimin aurinkoläm- pöjärjestelmä on aluekohtainen aurinkolämpöjärjestelmä, jossa saman alueen asuinraken- nuksia lämmitetään yhteisen paikallisen kaukolämpöverkon kautta (Kuva 21).



Kuva 21. Crailsheimin alueellisen kiinteistökohtaisen aurinkolämpöjärjestelmän prosessikaavio muokattu lähteestä Bauer et al. 2007.

Alueellisissa matalamman lämpötilatason jakeluverkoissa lämpöhäviöt ovat tutkitusti pienemmät kuin perinteisessä korkeampien lämpötilatasojen jakeluverkoissa. Aurinko- ja geotermisen energian integroiminen olisi niissä helpompaa, mutta haittana on pumppaukseen käytettävän energian pieni kasvu. (Klobut et al. 2014) Matalampi kaukolämpöveden lämpötilataso voitaisiin huomioida jo kaukolämpöverkon mitoitusvaiheessa uudella asuinalueella, jossa ei vielä ole kaukolämpöverkkoa. Helsingissä nykyinen kaukolämpöverkko on mitoitettu 80–100 °C lämpötiloille ja myös lämmönsiirto, putkikoot ja virtausnopeudet on suunniteltu tälle lämpötila-alueelle, minkä vuoksi Helsingissä on hankalaa muuttaa olemassa olevaa kaukolämpöverkkoa matalalämpöiseksi.

Hirvosen et al. (2017) tutkimuksen mukaan optimaalisella suunnittelulla ja järjestelmäkonfiguraatiolla voidaan saavuttaa jopa 64–95 % aurinkoenergian osuus lämmityksentarpeesta myös korkeilla leveysasteilla kyläkokoluokassa, jossa on 100–500 asukasta (Hirvonen et al. 2017). Aurinkolämmöllä on mahdollista kattaa osa, jopa yli 50 %, lämmöntarpeesta alueellisesti myös talvisin hybridijärjestelmällä, jossa aurinkolämmön lisäksi käytetään kausivarastoa ja maalämpöpumppua lämmitykseen (Hirvonen et al. 2018). Reynolds et al. (2018) esittävät, että keinotekoisien hermoverkkomallien avulla voidaan luotettavasti ja hyvin pienellä virhemarginaalilla arvioida aurinkolämpöjärjestelmien ja muiden energiajärjestelmien toimintakykyä, kun järjestelmistä on tarpeeksi tietoa saatavilla, jota voidaan hyödyntää luotettavan mallin muodostamiseen. Myös Rehmanin et al. (2017) tutkimuksessa todetaan, että järjestelmän konfiguraatiosta riippuen 53–81 %:n uusiutuvien energialähteiden osuuksiin on mahdollista päästä hybridijärjestelmillä, joissa yhdistetään aurinkokeräimiä, porareikäkausivarasto sekä lämpöpumppu. Porareikävarastoissa lämpöhäviöiden määrä on kuitenkin merkittävä, jopa 40–60 % (Rehman et al. 2017). Tutkimuksessa vertailtiin erilaisia kiinteistöön liitettäviä aurinkolämpökonfiguraatioita, joista parhaaksi osoittautui järjestelmä, jossa oli porakaivo, jota ladattiin aurinkolämmöllä ja lämpöpumppu kytkettiin lyhytaikaiseen lämminvesisäiliöön. Lämpimän säiliön lämpöenergiaa käytettiin kuumemman säiliön lämmittämiseen silloin, kun aurinkolämpöä ei ole saatavilla. Lämmintä säiliötä pystyttiin lataamaan suoraan porakaivoista,

kun säiliön lämpötila oli alle 35 °C. Voi kuitenkin olla, että myös aurinkopaneelit toimisivat hyvin yhdessä lämpöpumpun kanssa. Matalan lämpötilatason kaukolämpöverkoissa aurinkokeräimet toimisivat tehokkaammin ja olisi mahdollista käyttää edullisempia lämpöpumppuja. Aurinkolämpöä hyödyntämällä voidaan parantaa lämpöpumppujen COP-lukua ja niitä on Euroopassa tällä hetkellä eniten Itävallassa, Saksassa ja Sveitsissä. (IEA & IRENA 2015, Sipilä et al. 2015, Hakkarainen 2016, s. 32.)

Paihon et al. (2015) tutkimuksen mukaan Helsingin Vartiosaaren alueelle sijoitettavan SunZEB-rakennuksen (Shemeikka et al. 2015 Klobut et al. 2014) hiilidioksidipäästöjä voitaisiin pienentää 35 % lisäämällä aurinkokeräimiä ja säiliövarasto lämmitysjärjestelmään, ja vuoden 2012 määräysten mukaisessa rakennuksessa päästöjä voitaisiin pienentää jopa 65 %. Alueellisesti suositellaan tehokasta energiantuotantoa esimerkiksi kaukolämmöllä ja -jäähdytyksellä sekä uusiutuvilla paikallisilla energialähteillä. (Paiho et al. 2015). Aurinkolämpö vähentäisi kaukolämmön tarvetta kesäisin, mutta säilyttäisi huipputehon tarpeen talvisin ilman kausivarastointia. Uudisrakennuksissa suurin osa, jopa 60 %, lämmöntarpeesta kohdistuu käyttöveden lämmittämiseen, koska ne noudattavat tiukempia energiatehokkuusmääräyksiä kuin vanhat rakennukset. (Pöyry Management and Consulting 2013). Alueelliset pienet aurinkokaukolämpöverkot, joissa on kausivarasto, voivat olla toimiva vaihtoehto isoille keskitetyille järjestelmille. Bauerin et al. (2016) mukaan toimivien kiinteistökohtaisten aurinkokaukolämpöratkaisujen perustana ovat lämpövarastot, kuten säiliövarastot, joiden käyttölämpötila on 10–90 °C, lämpöpumppujen hyödyntäminen sekä alueellisten kaukolämpöverkkojen mahdollisimman matalat lämpötilatasot ja mahdollisuuksien mukaan kahden erillisen tulolämpötilan ja vesikierron hyödyntäminen: 35 °C lattialämmitykselle, ja 50–55 °C kuuman veden lämmitykseen. (Bauer et al. 2016.)

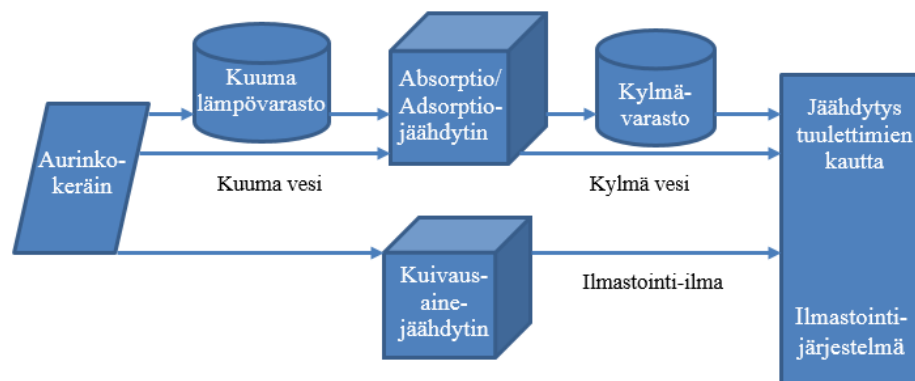
Suomessa on noin puolet rakennuskannasta on siinä iässä, että niitä saneerataan, ja lämmitysjärjestelmiä huolletaan ja uusitaan yleensä 20–30 vuoden ikäisinä. Merkittävin potentiaali hajautetuilla aurinkolämpöjärjestelmillä on suoran sähkölämmityksen ja öljy- ja kaasulämmityksen korvaamisessa. Potentiaalia on myös uudisrakennusten lämmityksessä ja niiden kasvava määrä voikin lisätä aurinkolämmön hyödyntämistä. (Pöyry Management and Consulting 2013 & 2017.) Yli 30 % suomalaisista asuinrakennuksista kuuluu kaukolämpöverkon piiriin. Rakennuskohtaisista uusiutuvan energian teknologioista kannattaisikin Paihon & Redan (2016) tutkimuksen mukaan tutkia erityisesti aurinkokeräimien ja lyhytaikaisen lämpövaraston, pelkän lyhytaikaisen lämpövaraston, ja lämpöpumpun ja lyhytaikaisen lämpövaraston integroimista rakennuksiin, joissa on kaukolämpöliitäntä. Tutkimuksen mukaan tulevaisuuden kaukolämmölle on ominaista mm. kolmoistuotannon mahdollistaminen, hajautetun ja paikallisen tuotannon lisääminen, kaukolämpöverkkojen kaksisuuntaisuus, matalampi kaukolämmön lämpötilataso uusilla asuinalueilla, erilaisten tukevien teknologioiden hyödyntäminen sekä uudet liiketoimintamallit. (Paiho & Reda 2016.) Uudisrakennuksissa uusiutuvilla energialähteillä toimivat lämmitysjärjestelmät ovat kustannuksiltaan matalammat kuin sähkö- ja öljylämmitysjärjestelmissä energiatehokkuusvaatimusten vuoksi. Pöyry Management and Consultingin (2017) mukaan vuoteen 2020 mennessä aurinkolämpöjärjestelmät tulevat todennäköisesti taloudellisesti kannattavaksi, ja kerrostaloissa aurinkolämpö on jo nyt hyvä lisä lämmitysjärjestelmään erityisesti lämpöpumppujen yhteydessä.

6.3 Aurinkojäähdytysjärjestelmät

Aurinkojäähdytyksen markkinat kasvavat jäähdytystarpeen kasvaessa. Auringonsäteilyn määrä ja jäähdytystarve kohtaavat kesällä, mutta aurinkojäähdytyksen käyttö on ollut toistaiseksi melko vähäistä, ja 80 % olemassa olevista järjestelmistä toimii Euroopassa.

Koska ilmastointilaitteet luovat sähköpiikkejä verkkoon, voi aurinkojäähdytys olla tehokas ratkaisu sähkönkulutushuippujen vähentämiseksi.

Aurinkojäähdytykseen voidaan käyttää absorptiojäähdyttimiä, adsorptiojäähdyttimiä tai kuivausainejäähdytysjärjestelmiä (Kuva 22). Aurinkokeräimillä voidaan tuottaa niille lämpöä käyttöenergiaksi (Leonzio et al. 2017). Absorptiojäähdyttimiä käytetään aurinkokeräimien kanssa eniten (71 % kaikista järjestelmistä), ja adsorptio- ja kuivausainejäähdyttimiä vähemmän (13 % ja 16 %). Absorptioprosessi muistuttaa jääkaappien toimintaprosessia, jossa kylmäaine jäähdyttää kylmätilaa ja lauhdutuslämpö siirretään ympäristöön. Absorptiojäähdyttimissä ei käytetä kompressoria ja jäähdytysaineen regenerointi tapahtuu aurinkokeräimen tuottaman lämmön avulla. Adsorptiojäähdyttimet käyttävät kiinteitä sorptiomateriaaleja nestemäisten jäähdytysaineiden sijaan. Niiden etuna on yksinkertainen prosessi ja varmuus sekä parempi hyötysuhde matalissa käyttölämpötiloissa, mutta ne ovat kuitenkin kalliimpia kuin absorptiokoneet. Kuivausainejärjestelmissä kosteutta absorboiva kuivausmateriaali sitoo kosteutta ilmavirrasta, jotta haihduttava jäähdytin pystyy viilentämään ilmaa. Ilmastoissa, joissa on sekä jäähdytys- että lämmitystarvetta, on kustannustehokkaampaa yhdistää tilojen jäähdytys tilojen tai käyttöveden lämmitykseen, jotta vältetään järjestelmän käyttämättömyys eri sesonkeina. (IEA & IRENA 2015, Ranne 2001.)

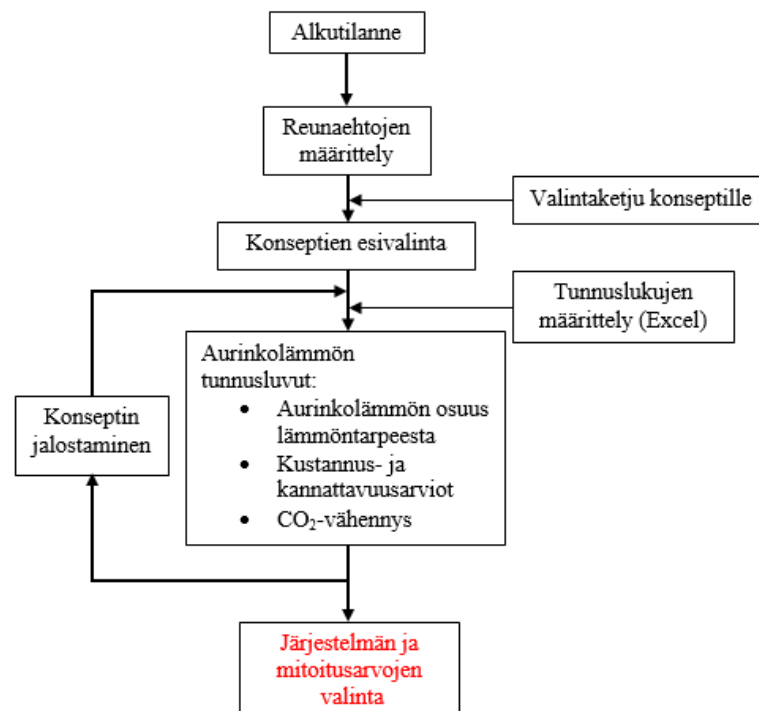


Kuva 22. Aurinkolämmöllä toimivia jäähdytysjärjestelmiä. Kuvio muokattu lähteestä IEA & IRENA 2015.

Sipilän et al. (2017) tutkimuksen mukaan Mikkeliissä toimistorakennuksessa pilotoitu ja Saksassa seurantatutkimuksessa ollut aurinkojäähdytysjärjestelmä voi olla toimiva energiantuotantotapa käyttölämpötiloissa 4 °C–110 °C ja yli 50 kW:n järjestelmäkoossa. Järjestelmässä tutkimusta varten kehitetyt, pinta-alaltaan 36 m², tasokeräimet tuottivat lämpöä absorptiojäähdyttimelle, ja järjestelmään kuului myös lämpövarasto, varajärjestelmänä 15 kW biomassakattila ja kytkentä kaukolämpöverkkoon. Absorptiojäähdytintä pystyisi käyttämään myös lämpöpumppuna talvisin. Kehittyneemmillä taso- ja tyhjiöputkikeräimillä on mahdollista tuottaa riittävän kuumaa vettä absorptiojäähdyttimien hyödynnettäviksi. Järjestelmä voisi sopia kohteille, joissa tarvitaan jäähdytystä kesäisin ja lämmitystä talviaikaan, kuten kaupoille ja kauppakeskuksille, joissa on yleensä saatavilla myös kattopinta-alaa aurinkokeräimiä varten. Arabkoohsarin & Andresenin (2017, 2018) mukaan aurinkoenergiaa hyödyntävän absorptiojäähdyttimen tuotantokustannus on merkittävästi alhaisempi kuin perinteisellä absorptiojäähdyttimellä, koska jäähdytysteho voi kasvaa jopa 27 %.

7 Konseptitarkastelut

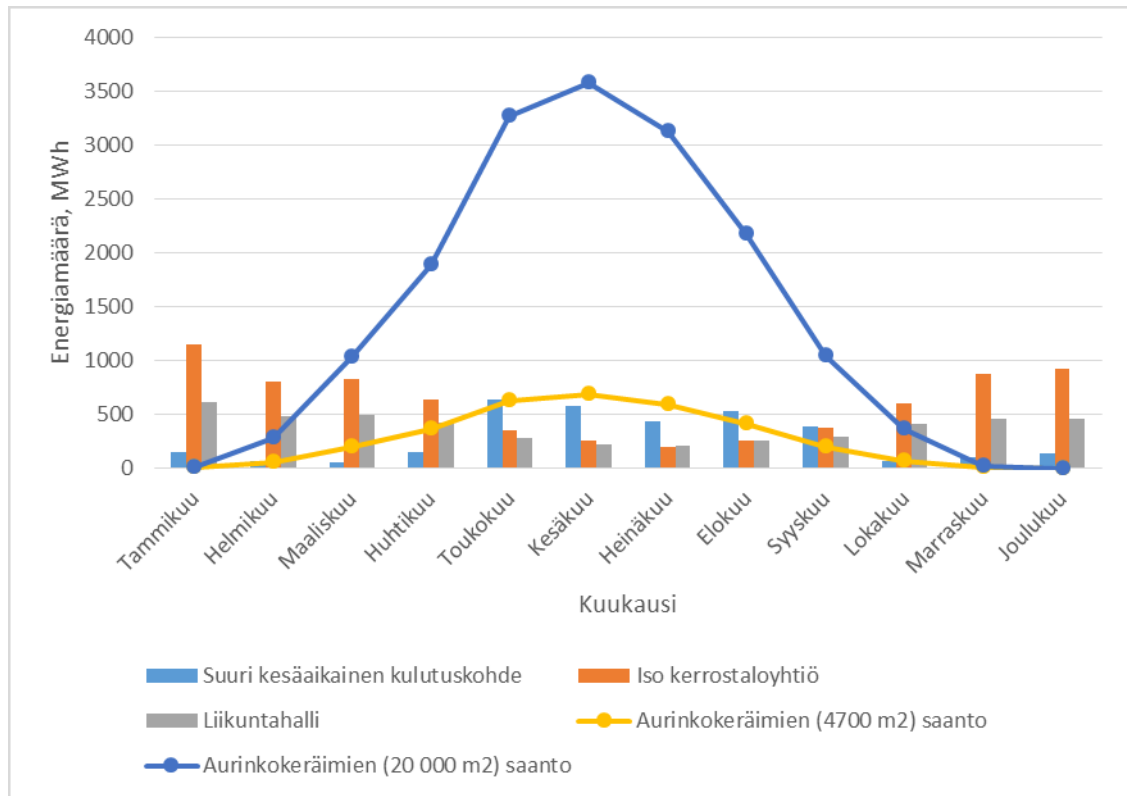
Diplomityön tutkimusosion tarkoituksena on selvittää millainen aurinkolämpösovellukseen liittyvä konsepti on teknistaloudellisesti kustannustehokkain. Tutkimusosio alkaa kohteiden kartoituksella, minkä jälkeen tutkitaan aurinkokeräimiltä saatavissa olevaa vuosituottoa sekä järjestelmien kustannuksia ja niiden muodostumista. Konsepteille tehdään kustannusarvioita, joiden myötä voidaan tehdä kannattavuuslaskelmia ja herkkyystarkasteluja. Tutkimustyön alussa hahmotellaan valintakaavio konseptoinnin helpottamiseksi, ja konseptoinnin aikana pohditaan myös konsepteihin liittyviä liiketoimintamalleja. Konseptointi (Bejan 1996) on prosessina jatkuva ja iteratiivinen, eli tiedon kasvaessa konseptit tarkentuvat, kun niitä arvioidaan jatkuvasti työn edetessä (Kuva 23). Tärkein työkalu konseptien arvioinnissa ovat taloustarkastelut, koska konsepteista tulisi löytää taloudellisesti kannattavimmat vaihtoehdot. Tutkimustyön vaiheita käydään läpi seuraavissa kappaleissa.



Kuva 23. Kaavio kuvaa työn konseptien kehitysprosessia. Tutkimuksen edetessä parhaat aurinkolämpökonseptit alkavat hahmottua, ja taloustarkastelujen myötä löydetään kustannustehokkain aurinkolämpökonsepti.

7.1 Kohteiden kartoitus

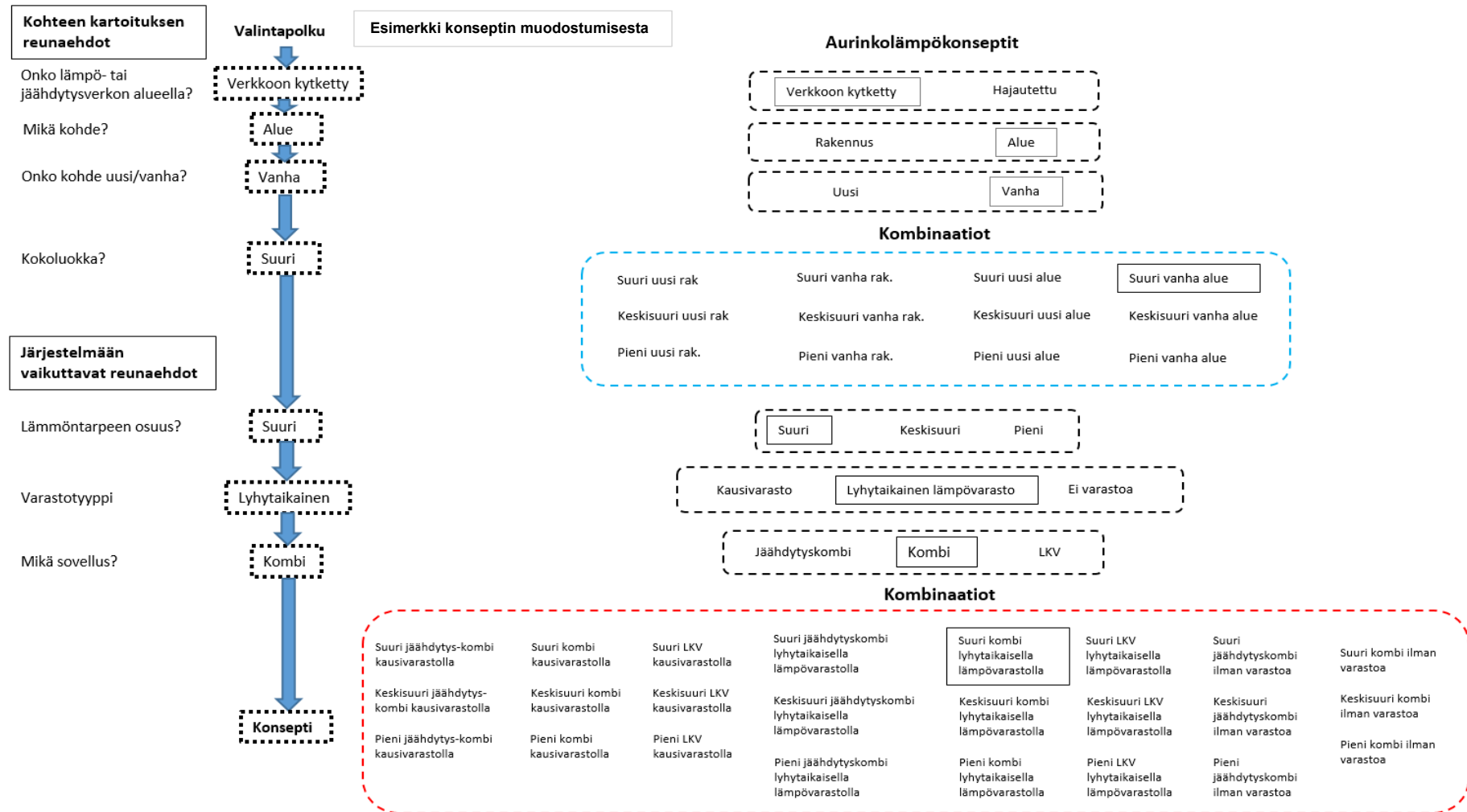
Tutkimus aloitettiin analysoimalla Helenin asiakkaiden kesäaikaista lämmönkulutusdataa, jotta lämmönkulutuksen kannalta soveltuvimpia kohteita aurinkolämmölle voitiin kartoittaa kaupunkialueella. Koska data on luottamuksellista, sitä ei työssä julkaista. Kaukolämmön kulutuskohteiden joukosta valittiin muutamia kohteita, joilla on melko suuri lämmönkulutus myös kesällä. Näiden kohteiden tuntikohtaisesta datasta muodostettiin vuositason lämmönkulutusprofiilit, jota voidaan vertailla aurinkokeräimistä saatavissa olevaan energiamäärään (Kuva 24). Aurinkokeräimien tuottamia energiamääriä on arvioitu kappaleessa 7.3.



Kuva 24. Eräiden kohteiden lämmönkulutus kuukausitasolla vuonna 2016 sekä 4700 m² ja 20 000 m² kokoisten aurinkokeräinkenttien tuottoarvot lämpöenergiämääristä. Kuvaajasta nähdään, että suurilla aurinkokeräinkentällä voidaan kattaa suuri osa erilaisten kohteiden lämmöntarpeesta vuoden aikana, ja erityisesti kesällä.

Vertailu osoittaa, että aurinkokeräimet eivät sovellu talviaikaiseen käyttöön ilman kausivarastoa, mutta niillä voidaan silti kattaa merkittävä osa kiinteistöjen vuosittaisesta lämmöntarpeesta. Aurinkokeräinkentän kokoa suurentamalla saadaan luonnollisesti tuotettua enemmän energiaa, jolloin sillä voidaan kattaa jo merkittävä osa suurienkin kohteiden kesäaikaisesta lämmönkulutuksesta. Jos lämpöä tuotetaan yli tarpeen, ylimääräinen lämpö voidaan ajaa kaukolämpöverkon avulla lämpövarastoon.

Työn aikana haastateltiin myös useita asiantuntijoita, tutkittiin Helsingin karttapalvelun avulla Helsingin alueen kaavoitusta ja Helenin kaukolämpö- ja jäähdytysverkon karttojen avulla verkkojen ulottuvuutta kaupunkialueella. Lisäksi HSY:n karttapalvelun avulla karotettiin kuinka suuria auringonsäteilymääriä kattopinta-aloille kohdistuu Helsingin alueella ja ovatko kattopinta-alat niiden osalta aurinkokeräimille soveltuvia. Karttapalvelun perusteella säteilymäärät voivat olla jopa yli 900 W/m². Koska auringonsäteilyn määrä kesäisin ja kulutuskohteiden, kuten asuinrakennuksien ja toimistojen jäähdytystarve, kohtaavat, oli luontevaa pitää tarkasteluissa mukana myös aurinkojäähdytykseen liittyvät sovellukset ja kohteet. Aurinkojäähdytyssovelluksista on tehty myös jonkin verran tutkimusta (Sipilä et al. 2017, Beikircher et al. 2015). Kirjallisuustutkimuksen pohjalta tutkimusosion laskelmissa keskityttiin tarkastelemaan tasokeräimiä, jotka soveltuvat hyvin pohjoisille leveysasteille ja joilla hajasäteily saadaan hyödynnettyä. Koska aurinkolämpöjärjestelmien konfiguraatiot ja sovelluskohteet voivat vaihdella hyvinkin paljon, muodostettiin valintakaavio (Kuva 25, s 55) konseptoinnin tueksi. Siinä reunaehdoja asettamalla voidaan hahmotella erilaisia konsepteja ja tehdä niille kustannusarvioita ja kannattavuuslaskelmia. Kaavion avulla konseptien hahmottaminen helpottuu.



Kuva 25. Konseptien valintakaavio, jonka käyttöä havainnollistetaan valintapolulla. Kysymyksen kohdalla valitaan reunaehto (tässä laatikko kuvastaa valittua ehtoa), jonka mukaan konseptin määrittely tarkentuu.

Valintakaavion mukaisesti konseptointi aloitetaan kartoittamalla erilaisia reunaehtoja. Ensimmäisenä tulee määrittää onko kohde kaukolämpö- tai jäähdytysverkon alueella, millainen kohde on, millainen sen lämmöntarve on, ja onko kohde vanha vai vasta suunnitteilla. Järjestelmän konfiguraatioon vaikuttaa myös kuinka suuri osuus lämmöntarpeesta halutaan kattaa aurinkolämmöllä, ja tarvitseeko se näin ollen lämpövaraston. Lisäksi määritellään halutaanko kattaa vain käyttöveden lämmitys, vai myös tilojen lämmitys- tai jäähdytystarpeet. Alustavien konseptien muodostamisen myötä voidaan arvioida investointi- ja käyttökustannuksia ja tehdä taloustarkasteluja. Työssä konsepteja ei luotu case-tarkasteluna jollekin tarkkaan määritellylle kiinteistölle tai kulutuskohteelle. Sen sijaan muodostettiin kustannusarvioita erikokoisille aurinkolämpöjärjestelmille, joille tehtiin alustavia kannattavuuslaskelmia. Työssä selvitettiin siis ensin millaiset aurinkolämpöjärjestelmät ovat kustannuksiltaan kohtuullisimpia. Näin konseptoinnin tuloksena voidaan löytää useista potentiaalisista järjestelmävaihtoehdoista teknistaloudellisesti paras konsepti, ilman, että se on sidottu mihinkään ennalta määritettyyn kiinteistöön tai kohteeseen.

Konseptoinnin alussa haastateltiin eri asiantuntijoita, kuten kaavoitus suunnittelijoita, eri energiayhtiöiden asiantuntijoita, aurinkolämpötuotteiden toimittajia sekä Helenin omia asiantuntijoita. Aurinkoenergiajärjestelmien vaatima pinta-ala rajaa sopivien kohteiden määrää, vaikuttaa kohteiden valintaan, saatavaan energiamäärään sekä kannattavuuteen. Tiiviisti rakennetuilla asuinalueilla aurinkokeräimiä varten tarvittava pinta-ala rajaa merkittävästi mahdollisia kohteita. Maapinta-alaa tarvitaan enemmän kuin keräinpinta-alaa: maahan asennettavissa järjestelmissä 1 m² kokoinen keräin vaatii maapinta-alaa noin 2,2–2,5 m², ja tasakattoasennuksissa 3–4 m². Asennuskustannukset ovat suuremmat katolle asennettavilla aurinkokeräimillä kuin maahan asennettavilla, sillä perustuksien ja putkituksien tekeminen kattorakenteisiin on vaikeampaa kuin maa-alueelle. Erot kunnossapitokustannuksissa ovat kuitenkin vähäiset. Uuden aurinkolämpöjärjestelmän integroiminen olemassa olevan rakennuksen rakenteeseen lisää asennuskustannuksia. (Kilgast 2018.) Tässä työssä mielenkiinto kohdistui erityisesti kustannustehokkaimmiksi oletettuihin vaihtoehtoihin sekä niihin, joissa aurinkolämpö olisi lämmöntarpeen kannalta järkevää. Kannattavuuslaskelmat toimivat työssä konseptoinnin tärkeimpänä työkaluna.

7.2 Järjestelmäkustannusten arviointi

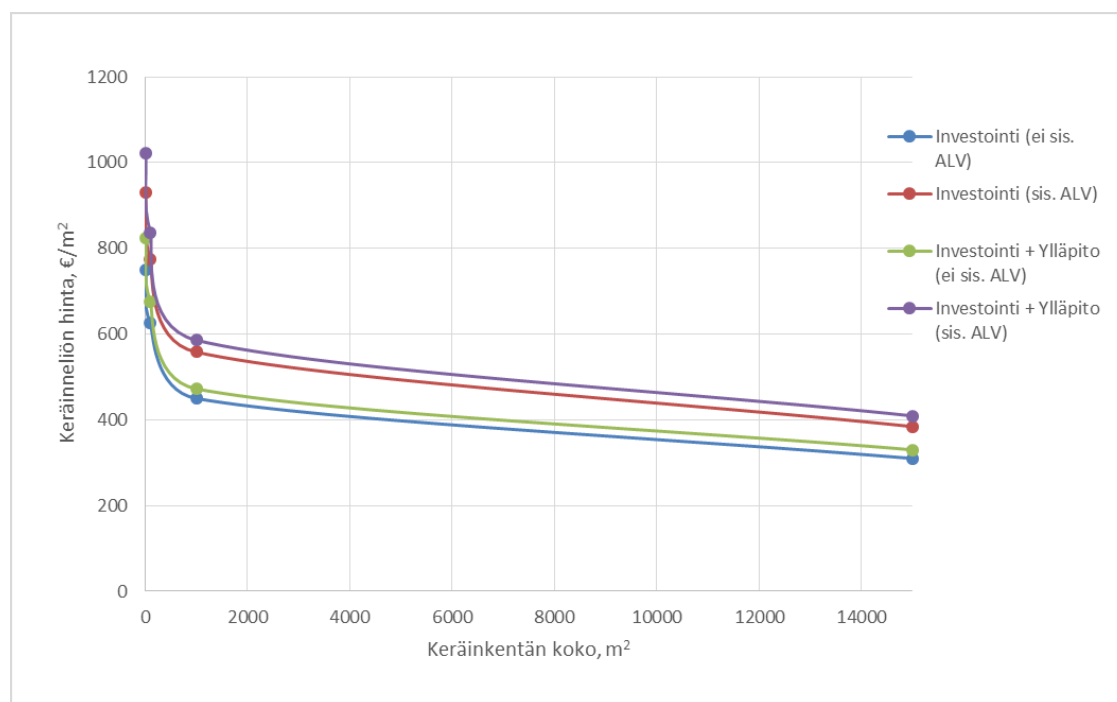
Tanskan aurinkokaukolämpöjärjestelmät ovat osoittaneet, että suuren kokoluokan järjestelmät tuovat mittakaavaetuja, joiden myötä järjestelmäkustannukset vähenevät järjestelmäkoon kasvaessa. (IEA 2017, Eijbergen 2018, Donneborg 2018, Kilgast 2018, Holter 2018, Dalenbäck 2018, Stryi-Hipp 2012, Lennermo 2018.) Se voi johtua esimerkiksi siitä, että suuremmat järjestelmät ovat yleensä rakenteeltaan yksinkertaisempia kuin pieniin kohteisiin tehtävät hyvin kustomoidut järjestelmät. (GSTEC 2017.) Myös aurinkokeräimien suorituskyky on parantunut samalla kun yksikkökustannukset ovat vähentyneet (GSTEC 2014b). Auvinen et al. (2016, s. 41) esittivät FinSolar-raportissaan aurinkolämpöjärjestelmien kustannuksien kehitystä taulukon 2 mukaisesti, mitä tukevat myös Savo-Solarin (Kilgast 2018) arviot kustannuksista. Näitä kustannusarvioita käytettiin perustana tutkimustyön kannattavuuslaskelmissa erikokoisille keräinkentille ja konsepteille.

Taulukko 2. Aurinkokeräimien kustannusten ominaisuuksia (Auvinen et al. 2016, Kilgast 2018).

Järjestelmän koko [keräin-m ²]	Investointikustannukset [€/keräin-m ²]	Ylläpitokustannukset alku- investoinnista [% / keräin-m ²]
Pienet järjestelmät, 4–20 m ²	750–1000	10
Keskikokoiset järjestelmät, 20–100 m ²	500–750	8
Suuret järjestelmät, 100–1000 m ²	400–500	5
Teolliset järjestelmät, 15000 m ²	(*150) 280–340	1

**Joissain toteutuneissa aurinkolämpöratkaisuissa keräinneliön hinta on ollut vain 150 €/keräin-m².*

Kun huomioidaan investointikustannukset, ylläpitokustannukset ja mahdollinen arvonlisävero, voidaan aurinkokeräinten hintakehitystä havainnollistaa kuvaajalla (Kuva 26), josta skaalausettu järjestelmäkoko kasvattaessa on selvästi nähtävissä. Skaalausedun vuoksi konseptitarkasteluun haluttiin ottaa melko suuren kokoluokan aurinkolämpöjärjestelmiä, koska niiden taloudellinen potentiaali on selvästi nähtävissä.



Kuva 26. Aurinkokeräinkenttien hinnan kehitys arvonlisäveroineen ja ilman arvonlisäveroa perustuen taulukon 2 tietoihin. Aurinkolämpöjärjestelmän suhteellinen yksikkökustannus laskee järjestelmäkoon kasvaessa. (Auvinen et al. 2016, Kilgast 2018, IEA 2017).

Aurinkoenergian hyödyntäminen kattopinta-aloilla on houkutteleva ratkaisu. Aurinkokeräimiä onkin mahdollista integroida kattoihin, seiniin, meluaitoihin, ikkunoihin, säleikköihin, kaiteisiin ja niin edelleen, mutta tällöin aurinkoenergian hyödyntäminen tulisi huomioida jo rakennusten suunnitteluvaiheessa. (Kilgast 2018, Eijbergen 2018, Holter 2018.) Kuitenkin, mitä suurempaa keräinpinta-alaa voidaan käyttää, sen suurempi määrä lämpöenergiaa voidaan tuottaa. Teknologioiden ja sovellusten käytön lisääntyessä myös kustannukset yleensä laskevat (Peura et al. 2017). Maissa, kuten Tanskassa, joissa aurinkolämpöjärjestelmät ovat vakiintuneet tai yleistymässä, on suuntauksena ollut isompien aurinkokeräinkenttien käyttöönotto niistä saatavan mittakaavaedun vuoksi. Sillä siis tarkoitetaan tilannetta, jossa esimerkiksi yhtiön tuotantomäärän kasvaessa yksikkökustan-

nukset pienenevät johonkin rajaan saakka, mikä on nähtävissä myös kuvassa 26. Se perustuu esimerkiksi aurinkolämpöjärjestelmissä siihen, että yksittäisen kohdekohtaisen aurinkolämpöjärjestelmän toimittaminen voi olla hyvin kallista, mutta useiden tuhansien keräimien järjestelmän toimituksessa kiinteät kustannukset voidaan kattaa suuremmalla investointikustannuksilla, jolloin yksikkökustannukset keräinneliötä kohden laskevat. Kun toimitettava volyymi kasvaa, kiinteiden kustannusten osuus laskee, minkä lisäksi myös tuotantokustannukset laskevat, kun suurien aurinkokeräinmäärien tuotanto ja toimitus on helpompaa kuin pienempien. Aurinkolämpöjärjestelmissä yksikkökustannusten pieneneminen kuitenkin tasoittuu niin, että yksikkökustannus ei enää riittävän isolla järjestelmällä pienene – aurinkokeräinten tapauksessa yksikkökustannukset asettuvat suunnilleen 150 €/m² tasolle. Se on saavutettavissa useiden tuhansien neliöiden keräinkentillä, riippuen toimittajasta, sijoituspaikasta, järjestelmän rakenteesta ja etäisyydestä lähimpään kaukolämpöverkkoon. (PlanEnergi 2018, Mauthner & Herkel 2016, Mathiesen & Hansen 2017/2018, Holter 2018) Mittakaavaedulla voidaan perustella myös esimerkiksi kaukolämmön hyötyjä verrattuna erillistuotantoon tai hajautettuihin lämmitysjärjestelmiin.

Aurinkokaukolämmön keskimääräinen tuotantohinta, sisältäen päivälämpövaraston, on ollut tutkimuksien mukaan Tanskassa alimmillaan 36 €/MWh, ja sisältäen suuremman kausivarastojärjestelmän, on alimmillaan ollut jopa 49 €/MWh. (Weiss et al. 2017, Weiss & Spörk-Dür 2018, s. 9, Mauthner & Herkel 2016). Danish District Heating Associationin kokoaman aurinkolämpödatan (2018) mukaan suuren aurinkolämpöjärjestelmän investoinnin yksikkökustannus oli alimmillaan vain 127,6 €/m², keskiarvon ollessa 257 €/m². Tässä datassa ei kuitenkaan eritelty sisälsivätkö laitokset kausivaraston vai eivät. Yleisesti ottaen kausivarasto voi lisätä jonkin verran suhteellista yksikkökustannusta, mutta tuo joustavuutta tuotantoon ja kasvattaa hyödynnettävissä olevaa energiamäärää. Myös lämpövarastojen kokoa kasvattaessa voidaan saavuttaa mittakaavaetua — mitä isompi lämpövarasto, sen pienemmät suhteelliset kustannukset. Myös niissä kiinteät kustannukset ovat lähes vakiot samalla kun saatavat tuotot kasvavat selvästi. Pienemmissä järjestelmissä keräimiltä saatavan energian määrä ei riitä kompensoimaan investointien kasvua. Tanskan lisäksi esimerkiksi Saksassa tai Itävallassa sama suhteellisten kustannusten lasku on nähtävissä aurinkolämpöteknologian yleistyessä. Useat toimittajat keskittyvätkin vain suurten aurinkolämpöjärjestelmien toimituksiin, ja suosittelevat suurempia aurinkokeräinjärjestelmiä teollisuuskäyttöön skaalaedun vuoksi (Eijbergen 2018, Kilgast 2018, Donneborg 2018, Holter 2018). Tätä voidaan verrata esimerkiksi prosessilaitteiden mitoittamiseen ja skaalaukseen. Aurinkokeräimille on esitetty erilaisia kustannusarvioita, mutta ajankohtaisimmat järjestelmäkustannukset saadaan suoraan aurinkolämpöjärjestelmien ja aurinkokeräinten toimittajilta. Avaimet käteen -toimitukset sisältävät tavallisesti kaikki projektiin liittyvät kustannukset, sisältäen siis aurinkokeräimet, putkistotyöt, asennus- ja suunnittelutyön, ohjausjärjestelmän sekä lämpövaraajan. (Kilgast 2018, Holter 2018, Eijbergen 2018, Donneborg 2018.)

Tanskassa melko vakaaksi muodostunut aurinkolämpömarkkina on jo mahdollistanut aurinkolämpöjärjestelmien matalamman kustannustason, mikä johtuu osittain siitä, että maassa on melko paljon alueellisia kaukolämpöyhtiöitä, jotka tuottavat lämpöä paikallisille alueille. (PlanEnergi 2018, Mauthner & Herkel 2016, Mathiesen & Hansen 2017/2018). Tanskassa tähän yleistymiseen on paikallisesti mahdollisesti vaikuttanut myös korkeammat kaukolämmön hinnat kuin esimerkiksi Suomessa. Kun tuotetusta ja myydystä energiasta saadaan parempaa myyntituloa, investointi maksaa itsensä nopeammin takaisin. Wernerin ja Energiforskin (2016) raportin mukaan vuonna 2013 Tanskan kaukolämmön hinta oli keskimäärin 28,9 €/MJ, kun taas Suomessa vastaava hinta oli 16,3 €/MJ. Adato Energian (2017) mukaan Suomessa kaukolämmön keskiarvohinta vuonna

2016 oli 48 €/MWh, kun taas Tanskassa hinta oli 75 €/MWh. Energiateollisuuden (2018a) mukaan kaukolämmön myyntihinta Helsingissä vuonna 2017 oli vuodessa keskimäärin vain 48,9 €/MWh. Tanskassa kaukolämpötoiminta on hyvin säädeltyä, kun taas Suomi on yksi markkinaehtoisimpia maita kaukolämpömarkkinoilla Euroopassa. (Adato Energia 2017.)

Erkkilän (2003) mukaan aurinkokeräinten kustannukset olisivat yleensä vain 220–350 €/m². Jos aurinkokeräimet valmistetaan edullisemmista materiaaleista, järjestelmän energiantuotantomäärä laskee enemmän kuin mitä aurinkokeräimien kustannuksissa on mahdollista säästää. Järjestelmän putkistokustannukset muodostuvat putkilinjan pituuden mukaan, jotka ovatkin iso osa investointikustannusta. Utraisen (2018) mukaan kaukolämpöputkistokustannukset, sisältäen putkimateriaalit, maanrakennustyöt ja arvonlisäveron, ovat noin 600–650 €/m, kun putkikoko on yli DN150, ja aurinkolämpöjärjestelmän teho korkeintaan joitain kymmeniä megawatteja. Jos keräinpinta-ala on 5–15 m², pumppuyksikön kustannus pysyy suunnilleen samana (Erkkilä 2003). Käytännössä aurinkolämpöjärjestelmän koon kasvaessa vain keräimien kustannukset kasvavat pinta-alan mukaan, ja muut kustannukset kasvavat hyvin vähän. Asennuskustannukset riippuvat paljon siitä, täytyykö esimerkiksi maa-asennuksissa muokata maa-aluetta ennen asennusta.

Useiden tutkimuksien ja aurinkokeräintoimittajien (PlanEnergi 2018, Mauthner & Herkel 2016, Mathiesen & Hansen 2017/2018, Rämä & Mohammadi 2017.) mukaan aurinko-kaukolämpöjärjestelmien energiantuotantomäärät ovat korkeammat ja investointikustannukset ovat suhteellisesti matalammat kuin yksittäisillä hajautetuilla aurinkolämpöjärjestelmillä. Erityisesti aurinkokaukolämpöjärjestelmät, joihin on yhdistetty päivälämpövarasto, ovat taloudellisesti kannattavampia kuin järjestelmät, joissa on kausivarasto. Tämä johtuu suurimmaksi osaksi siitä, että kausivarastot yleensä lisäävät investointikustannuksia. Sen sijaan päivälämpövarastoja saattaa olla jo valmiiksi liitettynä kaukolämpöverkkoon, jolloin niihin ei tarvitse erikseen investoida. Aurinkolämpösovelluksista kuitenkin vain noin 1 % on tällä hetkellä yhdistetty kaukolämpöverkkoon, mutta matalammat investointikustannukset ja kivihiilen käytön vähentyminen voivat vauhdittaa niiden leistyä, kuten Tanskassa on käynyt. (Stryi-Hipp et al. 2012, Mauthner & Herkel 2016.)

Yleensä suuremmat kaukolämpöratkaisut ovat myös teknisesti yksinkertaisempia toteuttaa kuin pienet järjestelmät. (Eijbergen 2018.) Isoilla aurinkokaukolämpöjärjestelmillä, joissa ei ole erillistä kausivarastoa ja joiden keräinpinta-ala on 5000–20 000 m² tuotantokustannus voi olla alle 40 €/MWh. (Mauthner & Herkel 2016, Mathiesen & Hansen 2017/2018). Tätä tukevat myös työssä tehdyt aurinkokaukolämpökonseptin kannattavuuslaskelmat, joista kerrotaan kappaleessa 7.4.2. Eräässä tutkimuksessa vuosittain saatavan energiamäärän laskettiin olevan keskimäärin 0,46 MWh/m² analysoitaessa 16 eri aurinkokaukolämpölaitoksen tuotantotietoja. (GSTEC 2014a.) Tätä tukee myös Rämän ja Mohammadin (2017) sekä PlanEnergin (2018) tutkimukset hajautetun ja keskitetyn aurinkolämmön yhdistämisestä kaukolämpöjärjestelmään. Rämän & Mohammadin (2017) tutkimuksen mukaan sekä hajautetut että keskitetyt järjestelmät ovat molemmat teknisesti mahdollisia ja keskitetyt järjestelmät voivat maksaa itsensä takaisin 10–11 vuodessa, ja tuottavat jopa viisi kertaa enemmän energiaa kuin hajautetut järjestelmät. Tähän vaikuttaa esimerkiksi lämpöhäviöiden määrä, joita on keskitetyissä järjestelmissä vähemmän.

Ivancicin et al. (2014) mukaan matalalämpöisten (alle 100 °C) aurinkolämpöjärjestelmien investointikustannuksien tulisi alittaa 2020-luvulla 250 €/m², sisältäen asennuskustannukset, jotta teknologia yleistyisi teollisuuskokoluokassa. Kasselin yliopiston (GSTEC

2017.) mukaan Saksassa aurinkolämpöjärjestelmien aurinkokeräinten kustannus on vain 34 % kokonaisinvestointikustannuksista, ja suuremmilla, yli 100 m² järjestelmillä, vain 29 %. Aurinkolämpöjärjestelmien kustannusarviot vaihtelevatkin hyvin paljon eri lähteiden mukaan, mikä johtuu osittain siitä, että järjestelmät voivat olla keskenään hyvin erilaisia, eikä niissä välttämättä käytetä standardisoituja komponentteja. Lisäksi sijoituspaikat ja toimittajat vaihtelevat, ja asennuskustannukset voivat vaihdella paljonkin.

Taulukko 3. Pienten aurinkolämpöjärjestelmien (alle 500 m²) investointikustannusten jakautuminen järjestelmäkoon mukaan. Luvut esitetään prosentuaalisina osuuksina GSTEC:n (2017) tietojen pohjalta.

<i>Kulukohde</i>	<i>Yli 100 m² kokoiset järjestelmät</i>	<i>Alle 100 m² kokoiset järjestelmät</i>	<i>Kaikkien järjestelmien keskiarvo</i>
Asennukset	10	10	10
Varasto	18	14	16
Kiinnitysjärjestelmä	10	13	11
Suunnittelu ja ohjausjärjestelmä	11	4	9
Järjestelmäintegrointi	14	9	12
Hydraulikomponentit	8	7	8
Aurinkokeräimet	29	43	34

Koska useiden tutkimuksien ja toteutettujen aurinkolämpöjärjestelmien kustannustietojen mukaan suuret aurinkokaukolämpöjärjestelmät ovat aurinkolämpöjärjestelmistä kustannustehokkaimpia, keskityttiin konseptitarkasteluissa erityisesti suuriin järjestelmiin. Kuitenkin myös pienemmille ja hajautetuille järjestelmille tehtiin alustavia kannattavuustarkasteluja, jotta nähdään onko erikokoisten järjestelmien välillä suuria eroja taloudellisen kannattavuuden osalta, ja jos on, kuinka paljon. Tutkimuksien mukaan kausivarastot lisäävät aurinkolämpöjärjestelmien tuotantokustannuksia (Schmidt et al. 2004, Mauthner & Herkel 2016). Sen sijaan kaukolämpöverkon ja lyhytaikaisten lämpövarastojen hyödyntäminen pienentävät aurinkolämmön tuotantokustannuksia. Näistä syistä kausivarastot rajattiin konseptitarkastelun ulkopuolelle.

7.2.1 Liiketoimintamallit

Uusiutuvien energiantuotantomuotojen, kuten aurinkolämmön, yleistymisen avaa uusia liiketoimintamahdollisuuksia. Hukkalaisen ja Heimosen (2016) tutkimuksessa esiteltiin erilaisia liiketoimintakonsepteja, joita energiatoimijat voisivat tarjota uusiutuvien energiantuotantomuotojen lisäämiseksi, kuten kysyntäjoustoa, joustavuuteen liittyviä palveluita ja hallintaa erillisinä tuotteina. Lisäksi energiavälittäjänä toimiessa yhtiö myisi ja ostaisi energiaa asiakkaalle ikään kuin palveluna, jotta energian hinta olisi jatkuvasti kilpailukykyinen. Energiayhtiö voi myös toimia ns. palveluyhtiönä, joka minimoi asiakkaan energialaskua ja optimoi jatkuvasti energiankulutusta. Lämpö- ja kylmävarastojen hyödyntäminen kaukolämpö- ja jäähdytysverkossa tuovat myös joustavuutta tuotannon optimoimiseen ja lämpöpumpuilla vältetään huippukulutusta sähköverkossa, mitä energiayhtiöissä jo yleisesti tehdäänkin. Lisäksi lämmöntalteenottoa lisätään näissä verkoissa ja hukkalämmöt otetaan talteen. Hajautetun energiantuotannon määrä kasvaa, kun asiakkaista tulee prosuumereita, jotka voivat energian kuluttamisen lisäksi myös itse myydä tuottamansa energian muille, mikä osaltaan tarjoaa liiketoimintamahdollisuuksia energia-alan

yrittäjille. (Sepponen & Heimonen 2016.) Myös muita kiinteistökohtaisia palveluja lämmitykseen voitaisiin tarjota laajempina palvelumalleina.

Myös Energiateollisuus (2018b) on visioinut, että kysyntäjoustopalvelut, hintavakauden sääntely, energiaratkaisujen tuotteistaminen, palveluiden kehittäminen asiakaskohtaisesti ja uudenlaisten energianhallintaan liittyvien palveluiden kehittäminen ovat oleellinen osa energiamurrosta. Tätä ovat edesauttaneet ilmasto- ja ympäristötietoisuus, teknologioiden kehittyminen, digitalisaatio ja hajautetut energiaratkaisut. Uudet palvelu- ja liiketoimintamallit mahdollistavat perinteisen energianmyynnin muuttumisen palveluiksi (Energiateollisuus 2018b). Energiayritys voi esimerkiksi toimittaa asiakkaalle avaimet käteen -järjestelmän palveluna (Solpros 2004). Uusiutuvien energianlähteiden konseptien kannattavuuslaskelmissa on keskeistä, mitä tuotantoa sillä korvataan, eli mistä uuden energiaratkaisun saatu tuotto tai säästö koostuu. Esimerkiksi jos aurinkolämmön kausivarastoinnilla pystytään korvaamaan talviaikaan kulutushuippuja, jotka muuten tuotettaisiin kalliilla energiantuotantotavoilla, kuten öljy- tai kaasukattiloilla, on tämän kaltainen aurinkolämpöratkaisu paljon kannattavampi, kuin vertailtaessa sitä edullisempiin tuotantomuotoihin. Jos aurinkolämpö voidaan yhdistää tällaiseen joustavaan lämpövarastoon tai suoraan kaukolämpöverkkoon, se on energiaratkaisuna jo huomattavasti edullisempi. Eri-laisilla hybridiratkaisuilla voidaan tarjota joustavuutta tuotantoon, hyödyntää erilaisia energiavirtoja ja kasvattaa uusiutuvien energiantuotantomuotojen määrää.

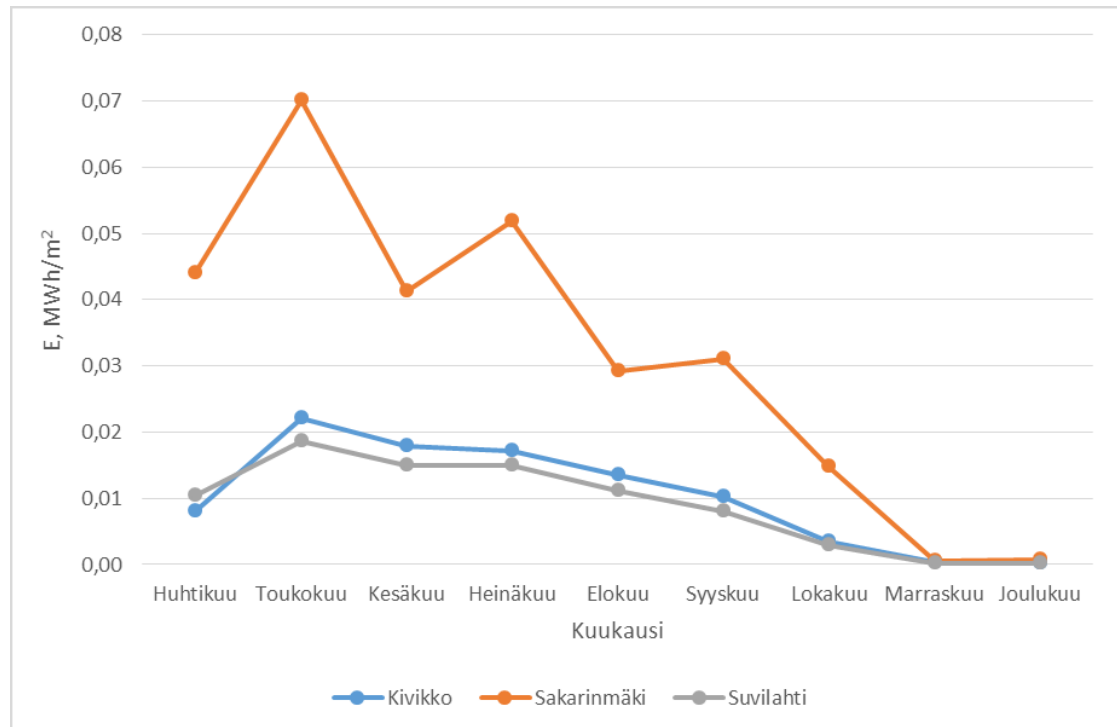
VTT:n raportin (Klobut et al. 2014) kyselytutkimuksessa kotitaloudet olivat halukkaita vaihtamaan lämmitysjärjestelmäänsä enimmäkseen taloudellisten syiden tai laitteiston vanhenemisen vuoksi, ja muutama kertoi motiiviksi ympäristöasiat ja paikallisen energiantuotannon suosimisen. Tämä tukee ajatusta uusien liiketoimintamallien kehittämistä. Samassa kyselytutkimuksessa kiinnostavimmaksi tuotteeksi osoittautui aurinkokaukolämpö tai aurinkolämpöjärjestelmän yhdistäminen johonkin muuhun lämmöntuotantojärjestelmään. Tutkimuksessa todettiin, että tähän liittyvä palvelupaketti voisi kiinnostaa kuluttajia. (Klobut et al. 2014, s. 73 & s. 75) Helenillä on jo tarjolla nimikkoaurinkopaneelipaketti, ja samaa käytäntöä voisi laajentaa aurinkokaukolämmön puolelle (Helen 2018c/d). Palvelu voisi esimerkiksi kattaa nimikkoaurinkokeräimen vuokrauksen ja kiinteää kuukausihintaa vastaan kuluttaja saisi hyvitettyä lämmityskuluja lämmityslaskussa. Vuokraus voisi toimia aurinkoenergian joukkorahoituksena siihen liittyviin investointeihin. Hinnoittelun muuttuminen voi avata liiketoimintamahdollisuuksia aurinkolämmölle aurinkosähköliiketoiminnan tapaan. Uusiutuvien energialähteiden lisäarvo on helpompi huomioida hinnoittelun muuttuessa, kun asiakkaalle myydään energian lisäksi esimerkiksi olosuhdetta, kuten vakaata huonelämpötilaa. Erilaiset ostosopimusmallit mahdollistavat myös uusiutuvien energialähteiden lisäarvon huomioimisen hinnoittelussa, jolloin investointiriskit yhtiölle ja asiakkaalle eivät ole niin suuria.

7.3 Aurinkokeräimien vuosituoton arviointi

Jotta konsepteille voidaan tehdä kannattavuuslaskelmia, täytyy aurinkokeräimien vuosituottoa ja siitä saatavaa myyntituloa pystyä arvioimaan. Useiden aurinkokeräintoimittajien ja lähteiden mukaan aurinkokeräimen tuoton voidaan olettaa olevan 0,4–0,5 MWh/m² vuodessa. Kuitenkin esimerkiksi Eko-Viikin aurinkokeräimien tuotto vuosien 2001–2003 seurantaraportin (Solpros 2004) mukaan oli noin 0,3–0,4 MWh/m² vuodessa, mutta Jellingissä Tanskassa tuotossa on ollut jopa yli 0,5 kWh/m². Työssä haluttiin tutkia tarkemmin, miten eri lämpötilatasot vaikuttavat aurinkokeräimen tuottoon, jotta saadaan tietoa siitä, millaisissa kohteissa ja millaisilla lämpötilatasoilla aurinkokeräimiä hyödyn- lisintä käyttää ja tehdä tähän liittyen herkkyystarkastelua.

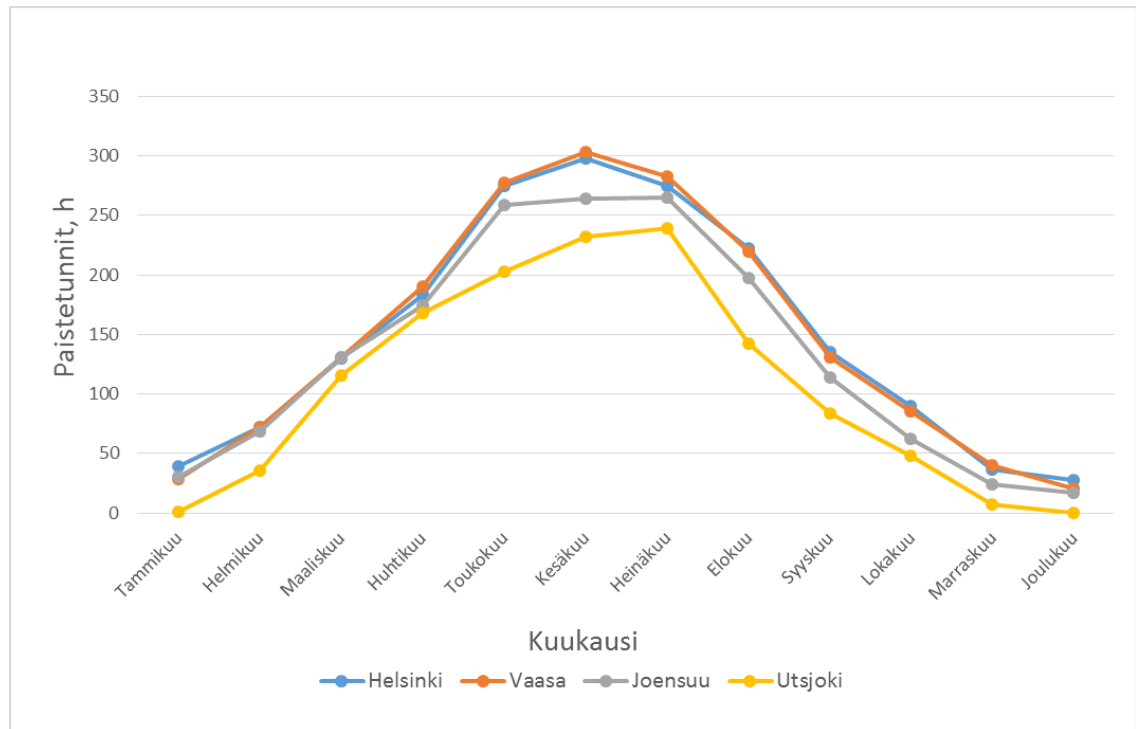
Erään aurinkokeräimen Solar Keymark -sertifikaatin tietojen pohjalta pystyttiin laskemaan Excel-ohjelmistolla, miten keräimen teho ja energiantuotto muuttuvat kuukausitasolla, kun auringon paistetunnit, ulkolämpötila, auringonsäteilymäärät ja aurinkokeräimessä kiertävän veden lämpötila muuttuvat. Työssä laskettiin ensin aurinkokeräimen tuottama teho eri kuukausina kaavojen 4.1, 4.2, 4.3 ja 4.4 avulla (s. 30–31), jotka ovat EN-standardin (EN-12975) mukaisia. Tehon laskennassa huomioitiin ulkolämpötila eri kuukausina, auringonsäteilymäärät korkeimmillaan ja alimmillaan sekä aurinkokeräimen sisään menevän ja ulos tulevan nesteen lämpötilatason muutokset. Laskelmat tehtiin kuukausitasolla, sillä oletettiin, että yö- ja päivätuotantoa voidaan optimoida jonkinlaisella lämpövarastolla tai varaajalla, oli se sitten päivä-, viikko- tai kausivarasto tai kaukolämpöverkko. Lopulta saatiin tietoa siitä, miten lämpötilataso vaikuttaa saatavissa olevaan tehoon ja energiamäärään, kun tiedetään, että aurinkokeräimen teho laskee lämpötilatason kasvaessa. Aurinkokeräimestä saatava myyntitulo arvioitiin ja laskettiin Helenin kuukausitason tuotantokustannusdatan pohjalta. Tämän myötä pystyttiin arvioimaan millaista myyntituloa erilaisista aurinkolämpökonsepteista olisi mahdollista saada ja hyödyntää tätä tietoa kannattavuuslaskelmissa.

Myös Helenin jo olemassa olevan aurinkolämpökohteen, Sakarinmäen koulun, aurinkokeräimien avointa tuotantodataa analysoitiin ja verrattiin Kivikon ja Suvilahden aurinkopaneelien energiantuotantomääriin (Helen Oy 2018a/c/d). Tuotantodatasta käytettiin tietoja vuoden 2016 huhtikuun ja joulukuun väliseltä ajalta, jolloin kaikki laitokset olivat samanaikaisesti käytössä. Kun vertaillaan laitosten kokonaisenergiantuotantoa, on Kivikon aurinkovoimala selvästi tuottavin, sillä se on 7000 neliömetrin pinta-alaltaan selvästi suurin, Suvilahden ollessa vain noin puolet tästä ja Sakarinmäen aurinkokeräimien pinta-alan ollessa vain 160 m². Data-analyysin perusteella aurinkokeräimillä voitiin kuitenkin tuottaa neliömetriä kohden lähes kolminkertainen määrä energiaa Kivikon ja Suvilahden aurinkopaneelisiin verrattuna (Kuva 27). Tuotantodata havainnollistaa aurinkokeräimien ja paneelien hyötysuhteiden eroja. Aurinkolämmöstä saatava hyöty on taloudellisesti vieläkin suurempi, mikäli kaukolämmön myyntitulo on suurempi kuin sähköstä saatava tulo tai jos aurinkolämpöä voitaisiin ohjata kaukolämpöakkuun ja hyödyntää silloin, kun lämmön arvo on korkea. Samanlaisia tuloksia aurinkopaneelien ja aurinkokeräimien tuottamista energiamääristä on myös Ikaalisissa sijaitsevasta aurinkolämpöjärjestelmästä (Lepäkosken Sähkö 2018).



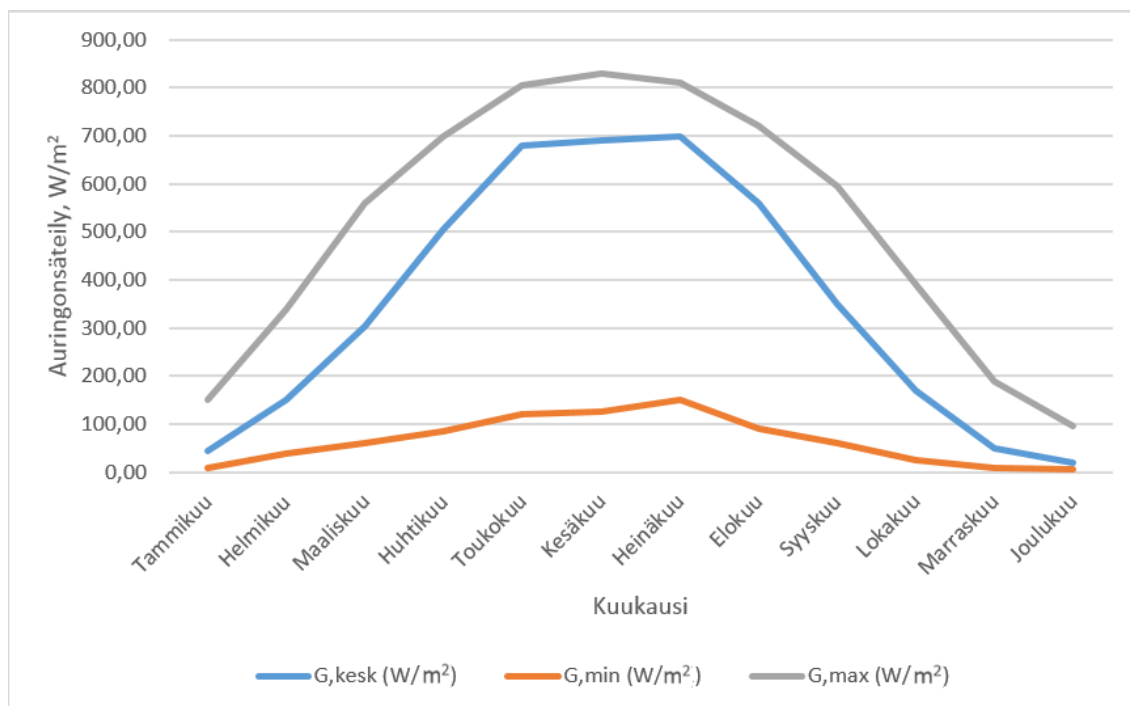
Kuva 27. Tuotantodatan perusteella Sakarinmäen aurinkokeräimet tuottavat pinta-alaansa nähden enemmän energiaa kuin Kivikon ja Suvilahden aurinkopaneelit.

Aurinkolämmöstä saatavaan tehoon ja energiamäärään vaikuttaa keskeisesti se, millaisella lämpötilatasolla keräin toimii. Laskelmissa pyrittiin määrittämään millaista lämpötilatasoa aurinkokeräimiltä voidaan vaatia ja millä lämpötilatasolla aurinkolämpöä olisi hyödyllisintä käyttää, sekä millaista myyntituloa tuotetusta energiasta on näin ollen mahdollista saada. Maapallon vino pyörimisakseli ja kiertäminen auringon ympäri vaikuttavat auringonpaistetuntien määrään maapallon eri osissa. Suomessa kuukausittaiset paistetunnit vaihtelevat merkittävästi Suomen eri osissa ja odotetusti paistetunteja on eniten kesäkuussa touko-heinäkuussa. Solprosin (2004) mukaan 90 % kaikesta vuosittaisesta auringonsäteilystä saadaan toukokuun ja lokakuun välisenä aikana. Eratin et al. (2008) tietojen pohjalta käytettiin Helsingin paistetuntien määrää laskelmien pohjana (Kuva 28). Paistetuntien, auringonsäteilymäärien ja kuukausittaisten keskimäärien ulkolämpötilojen pohjalta voidaan laskea kuinka paljon energiaa aurinkokeräimillä on kuukausittain tuotettavissa. Ulkoilman lämpötiloina käytettiin Ilmatieteen laitoksen kuukausitilastoa vuosina 1981–2010 (liite 2) (Ilmatieteen laitos 2018).

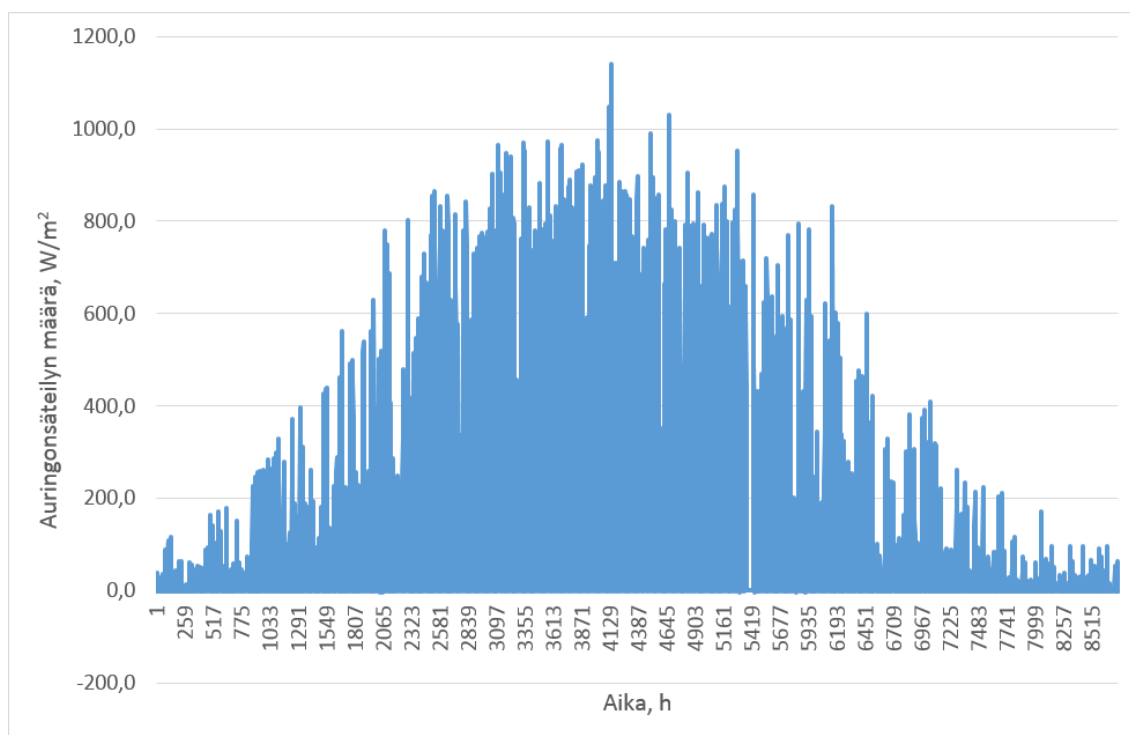


Kuva 28. Auringonpaistetunnit kuukausittain vuosina 1961–1990 neljässä eri kaupungissa (Erat et al. 2008, s. 25). Kuva on visualisointi lähteen tiedoista.

Paistetuntien lisäksi tehon ja energiantuoton laskemiseksi täytyi arvioida auringonsäteilymääriä. Lindforsin et al. (2014) tutkimuksessa Östersundomissa mitattiin auringonsäteilyarvoja ja vuosittaisten mittaustulosten perusteella tutkimuksessa esitettiin minimi- ja maksimisäteilymäärät kuukausitasolla (Kuva 29). Tätä verrattiin Ilmatieteen laitokselta saatuun auringonsäteilymäärädataan Seutulasta vuodelta 2017 (Kuva 30). Seutulan säteilymäärät vastaavat melko hyvin Östersundomissa mitattuja korkeimpia auringonsäteilymääriä. Korkeimmat säteilypiikit ovat olleet keskikesällä, jopa yli 1100 W/m^2 .



Kuva 29. Lindforsin et al. (2014) tutkimuksen mukaiset auringonsäteilyn mitatut korkeimmat, alimmat ja keskimääräiset lukemat Östersundomissa. Työn laskelmissa käytettiin keskimääräisiä säteilymääriä aurinkokeräinten tuoton arvioinnissa.



Kuva 30. Auringonsäteilymäärät Vantaan Seutulassa tuntitasolla vuonna 2017 Ilmatieteen laitokselta saatujen tietojen pohjalta (Juvonen 2018). Datan mukaan laskien vuotuinen säteilykeskiarvo jokaiselta tunnilta vuonna 2017 oli 104,9 W/m².

Kun säteilymäärät tiedettiin, pystyttiin tutkimaan kuinka teho muuttuu, jos säteilymäärä asetetaan vakioksi kuukausitasolla, ja muutetaan keräimessä kiertävän nesteen keskimääräistä lämpötilaa T_m (4.3) ulkolämpötilan ollessa kuukausittain vakio (liitteet 3 ja 6). Koska aurinkokeräimen teho laskee lämpötilatason kasvaessa, kannattaa aurinkokeräimiä

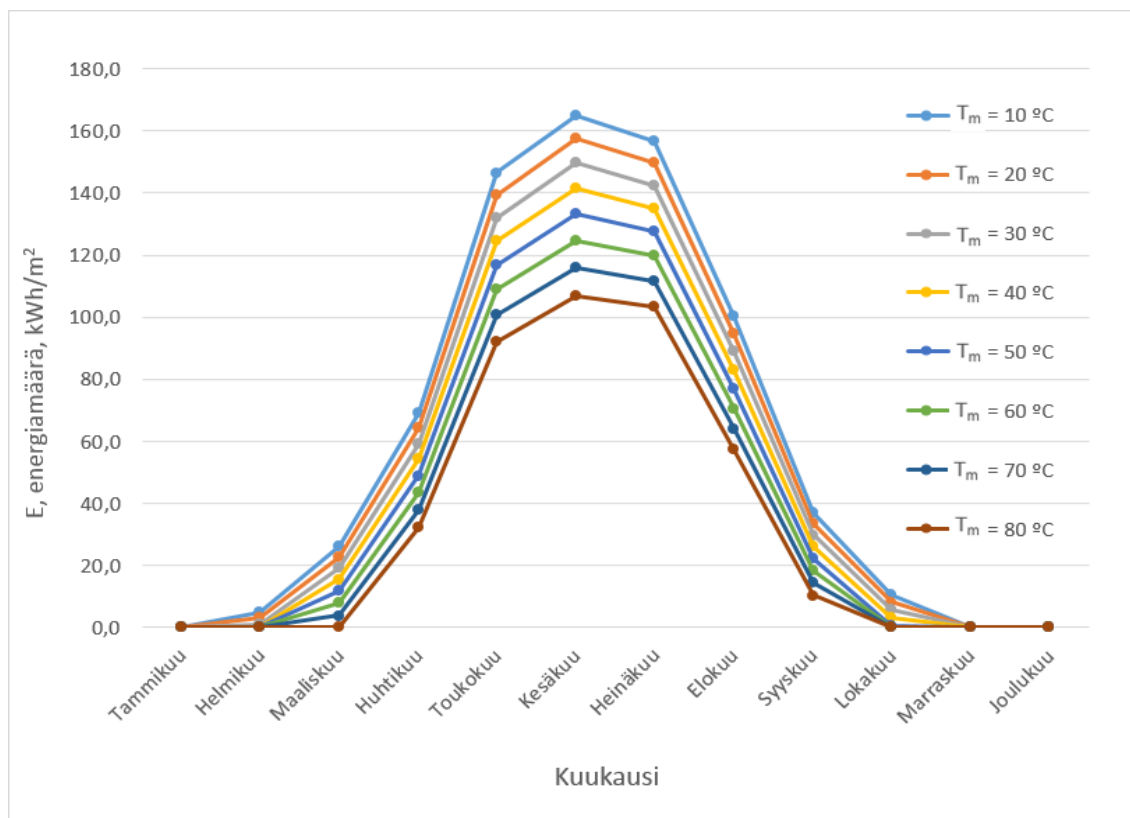
hyödyntää matalaa lämpötilatasoa edellyttävissä kohteissa, kuten uima-altaiden ja käytöveden lämmitykseen, kuten kirjallisuustutkimuksessakin todettiin. Lisäksi lämpöpumpujen yhteydessä aurinkolämmön lämpötilataso voisi olla kohtuullinen. Tehon laskusta huolimatta aurinkokeräimiä voidaan käyttää myös kaukolämmön tuotantoon.

Säteilymääriä käytettiin kuukausittaisen maksimitehon laskemiseen kaavalla 4.1, jossa ulkolämpötilat vastasivat Ilmatieteen laitoksen (2018) mukaisia kuukausittaisia lämpötiloja. Kaavassa käytettiin referenssiaurinkokeräimen sertifikaatissa ilmoitettua hyötysuhdetta 0,793 ja siinä ilmoitettuja lämpöhäviökertoimia 2,520 W/(m²K) ja 0,004 W/(m²K²) (SPF 2016). Aurinkokeräimen teho muuttuu merkittävästi säteilymäärän ja ulkoilman lämpötilan muuttuessa eri kuukausien aikana (liite 6). Tehojen ja paistetuntien ollessa tiedossa voitiin laskea maksimaalinen tuotettavan energian määrä eri kuukausien aikana (Taulukko 4). Keräimessä kiertävän nesteen keskimääräistä lämpötilaa muutettiin ja seurattiin miten se vaikuttaa tehoon ja näin ollen saatavaan energiamäärään. Tehon ja paistetuntien avulla voitiin laskea kuukausitason aurinkolämmön tuotto, kun ulkolämpötila on asetettu kuukaudelle vakioksi ja halutaan saavuttaa esimerkiksi 50 asteen lämpötilaero aurinkokeräimen sisään menevän ja siitä ulos tulevan nesteen välillä (Kuva 31). Näin pystyttiin arvioimaan vastaavatko eri säteilymäärillä tuotettavat energiamäärät toimittajien ilmoittamia saavutettavissa olevia tuotantomääriä ja millainen toiminta-alue aurinkokeräimille sopii. Laskelmien mukaan keskimääräisellä auringonsäteilymäärällä (Lindfors et al. 2014) voidaan päästä toimittajien ilmoittamiin tuotantomääriin aurinkokeräimessä kiertävän nesteen lämpötilan vaihdellessa 10–62 °C välillä. Erityisen aurinkoisena kesänä suurimmalla auringonsäteilymäärällä voidaan päästä korkeampiin tuotantomääriin kuin 0,5 MWh/m²/a.

Taulukko 4. Taulukossa kuvataan aurinkokeräimeltä saatavissa olevia energiamääriä vuositason (kuukausitason saantojen summa), kun auringonsäteilyä saadaan erittäin hyvin, keskimääräisesti, tai erittäin huonosti vuoden aikana perustuen Lindforsin et al. (2014) tutkimuksen dataan. Saatava energiamäärä muuttuu, kun keräimessä kiertävän nesteen keskilämpötila (T_m) muuttuu välillä 10–80 °C ja ulkoilman keskilämpötilan muuttuessa kuukausittain.

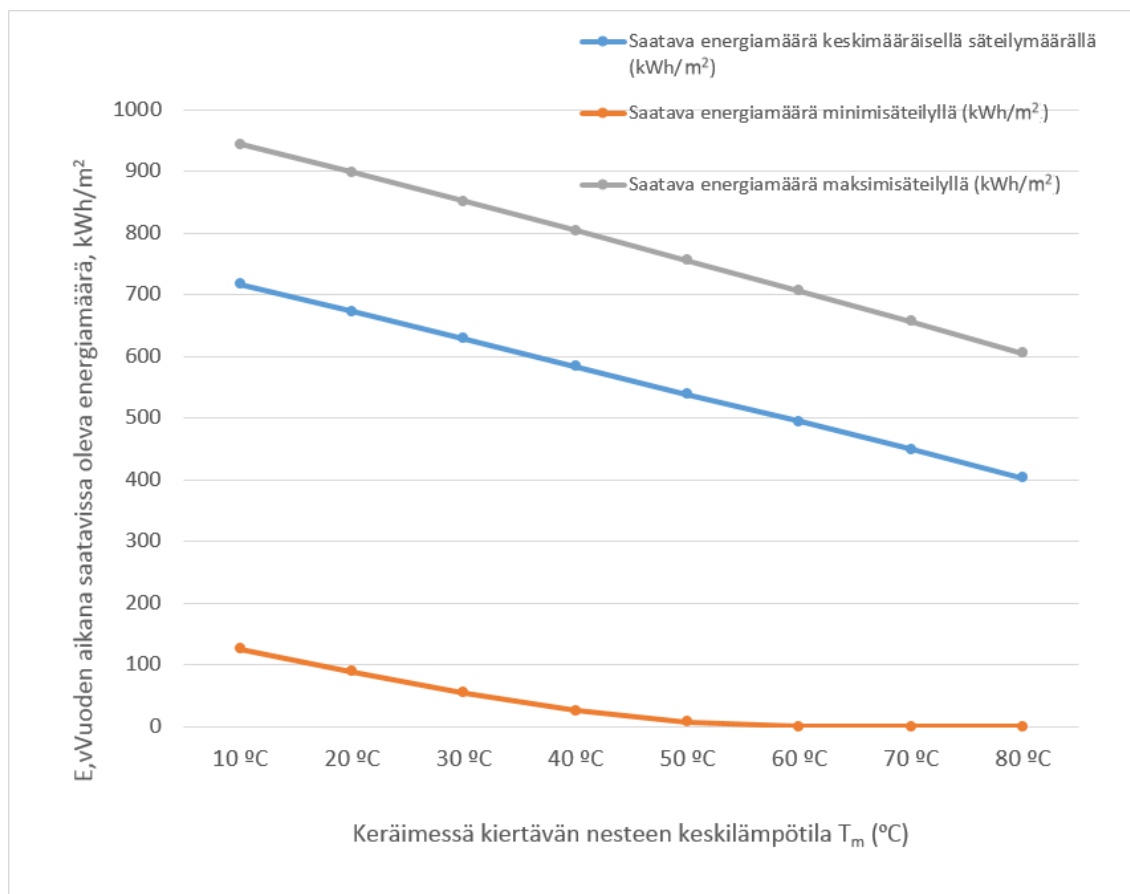
<i>Keräimessä kiertävän nesteen keskilämpötila (T_m)</i>	<i>E_{max} (kWh/m²), hyvä vuosi</i>	<i>E_{kesk} (kWh/m²), keskimääräinen vuosi</i>	<i>E_{min} (kWh/m²), huono vuosi</i>
10	944	716	125
20	898	673	89
30	851	628	55
40	804	583	26
50	755	538	8
60	706	494	0
70	656	449	0
80	605	403	0

Saatavaa tuottoa voidaan käyttää herkkyystarkastelussa aurinkolämpökonseptien kannattavuuslaskelmissa tarkastelemalla millaista tuoton täytyy olla, jotta konsepti olisi taloudellisesti kannattava. Tietoa kuukausitason tuotannosta voidaan hyödyntää, kun mietitään millaista lämmöntuotantoa aurinkolämmöllä voisi mahdollisesti korvata.



Kuva 31. Potentiaalinen keräimen tuottama energiamäärä kuukausittain. Kuvaaja havainnollistaa kuinka saatava energiamäärä muuttuu, kun aurinkokeräimessä kiertävän nesteen lämpötila muuttuu välillä 10–80 °C (liite 5 ja liite 6), auringonsäteilyä saadaan keskimääräisesti vuoden aikana, ja keskimääräinen ulkolämpötila (liite 2) muuttuu kuukausittain.

Suomessa vuotuisen auringonsäteilymäärän perusteella aurinkokeräin tuottaa energiaa vuodessa 0,45–0,55 MWh/m², kun aurinkokeräimessä kiertävän nesteen keskimääräinen lämpötila on noin 50–60 °C ja ulkoilman lämpötila vaihtelee kuukausitasolla välillä -9–15,3 °C (Kuva 32). Eri keräimien suorituskyky voi olla hyvinkin erilainen. Työn tutkimusosiossa tehdyt laskelmat aurinkokeräimien tuotosta vastaavat hyvin toimittajien tuottoarviota. Kuitenkin aurinkolämpöjärjestelmän prosessikonfiguraatio vaikuttaa useiden tutkimuksien perusteella jonkin verran saatavissa olevaan energiamäärään. Tätä voidaan selittää sillä, että erilaisissa järjestelmissä lämpöhäviöiden määrä vaihtelee. (Mauthner & Herkel 2016).



Kuva 32. Aurinkokeräimestä vuosittain saatava energiamäärä ja teho laskevat, kun aurinkokeräimessä kiertävän nesteen keskilämpötila nousee. Vuoden aikana saatava auringonsäteilymäärä vaikuttaa keskeisesti siihen, kuinka paljon energiaa aurinkokeräimellä voidaan tuottaa.

Kun tuotettavissa olevat energiamäärät olivat kuukausitasolla tiedossa, voitiin alkaa muodostaa alustavia kannattavuuslaskelmia ja kartoittaa aurinkolämpöjärjestelmien kustannusarvioita eri kokoluokissa eri konseptien luomiseksi. Myös hiilidioksidipäästövähennykset laskettiin kohdekohtaisesti sen mukaan, mitä tuotantoa kyseisessä konseptissa aurinkolämmöllä tai -jäähdytyksellä korvattiin. Tähän käytettiin Helenin (2018e) ilmoittamia CO₂-ominaispäästökertoimia, ja laskelmat tehtiin Motivan (2012a/b) laskentaohjeiden mukaisesti: ominaispäästökertoimen ja aurinkoenergiasta saatavan energiamäärän tulona, sillä tällä määrällä vähennetään esimerkiksi kaukolämmön käyttöä.

Ennen tarkempia kannattavuuslaskelmia analysoitiin Helenin sisäistä tuotantokustannusdataa ja millaista tuotantoa eri vuodenaikoina on yleensä käytössä. Tämän pohjalta selvitettiin Helenin sisäisiä kaukolämmön rajakustannushintoja, jotta nähtiin miten aurinkolämmön tuotantokustannushinnat sijoittuvat muihin lämmöntuotantomuotoihin nähden. Kannattavuuslaskelmissa aurinkokeräimistä saatava tulokassavirta laskettiin lämmön arvon ja aurinkokeräimien vuosituoton tulona. Myyntitulon arvioimisen yhteydessä pohdittiin myös aurinkolämmön hinnoittelua ja uudenlaisia liiketoimintamalleja. Mikäli aurinkolämpöä voidaan hinnoitella jonkin muun lisäarvon kuin vain siitä saatavan energiamäärän perusteella, voisi se olla taloudellisesti kannattavampaa. Kannattavuuslaskelmissa etsittiinkin myös rajakustannusta jokaiselle aurinkolämpökonseptille – millä energianhinnalla aurinkolämpösovellukset olisivat ylipäättään taloudellisesti kannattavia?

7.4 Taloudellinen tarkastelu

Auvinen et al. (2016) esittävät, että aurinkolämpö voi olla kannattavaa, mikäli sillä kateetaan oman kiinteistön energiankulutusta, jolloin veroja ja siirtomaksuja ei tarvitse maksaa, ja jos sillä korvataan kalliimpaa energiantuotantoa. Aurinkolämpöjärjestelmien taloudellista kannattavuutta on syytä arvioida takaisinmaksuajan sijaan nettonykyarvomenetelmällä (NPV), sisäisen korkokannan menetelmällä (IRR) tai omakustannustuotantohinnan muodossa takuuajan pituisella laskenta-ajalla, sillä takaisinmaksuaika ei huomioi järjestelmän jäännösarvoa tai pitoaikaa. Lisäksi ilmastovaikutukset ja elinkaarikustannukset olisi hyvä ottaa tarkasteluissa huomioon. (Auvinen et al. 2016, s. 103., Pöyry Management and Consulting 2013.) Päästövähennys- ja kannattavuuslaskelmissa oleellista on huomioida mitä tuotantoa aurinkoenergialla korvataan, ja verrata tämän tuotantotavan vastaaviin arvoihin. Esimerkiksi jos aurinkolämmöllä korvataan kaukolämpöä, voidaan käyttää kaukolämmön ominaispäästökerrointa päästövähennyksen laskemiseksi ja kannattavuuslaskelmissa verrataan jonkin kaukolämmön tuotantotavan, esimerkiksi hiilen tai biomassan, kustannuksia aurinkolämmön kustannuksiin. Potentiaalisimpien konseptien kannattavuuden herkkyyttä on arvioitu tekemällä herkkyystarkastelu, jotta nähdään eri parametrien vaikutukset investointiin, jolloin siihen liittyviä riskejä on myös helpompi arvioida.

Gustavsenin (2018) mukaan uusiutuvia energiaratkaisuja tulisi arvioida elinkaarianalyysillä perinteisempien taloudellisten laskentatapojen sijaan, sillä niissä taloudellisuus perustuu vain tuotetusta energiamäärästä saatavaan tuloon ja mahdollinen muu lisäarvo jää tällöin arvion ulkopuolelle. Energiamäärän sijaan asiakkaalle voidaan myydä palvelua tai tuotannon joustavuutta kiinteällä hinnalla, jolloin energiaratkaisun taloudellinen kannattavuus voi olla parempi. Palveluna voi myydä esimerkiksi järjestelmien huoltopalveluita, joustopalveluita, joilla säädetään lämmitysjärjestelmää lämmön kulutuksen ja tuotannon mukaan tai olosuhdepalvelua, jolloin asiakas maksaa esimerkiksi kuukausihintaa tasaisesta 21 °C sisälämpötilasta, jota toimittaja optimoi asiakkaan tarpeen mukaan omalla tuotannollaan.

Kannattavuuslaskelmissa käytettiin korollista takaisinmaksuaikaa 20 vuoden pitoajalla, nettonykyarvomenetelmää, sisäisen korkokannan menetelmää sekä annuiteettimenetelmää. Nettonykyarvo (NPV) on käytännössä tulevan ja menevän kassavirran nykyarvojen erotus ja se voidaan laskea seuraavasti

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_o \quad (7.1)$$

missä C_t = tuleva kassavirta ajanjaksolla t
 C_o = hankintakustannus
 T = tarkasteltava ajanjakso vuosina
 r = diskonttauskorko
 t = ajanjaksojen (a) lukumäärä. (Helin 2017.)

Mikäli nettonykyarvo on käytetyllä laskentakorolla positiivinen, voidaan investointia yleisesti ottaen pitää kannattavana. Tällöin tulevalla kassavirralla pystytään kattamaan menevästä kassavirrasta koituvat kulut, kuten alkuinvestointi- ja kunnossapitokustannukset. Korollinen takaisinmaksuaika on se aika, jolloin kumulatiivinen nettonykyarvo muut-

tuu positiiviseksi. Excel-laskelmissa korollinen takaisinmaksuaika on määritelty 20 vuoden aikana kumuloituneen nettonykyarvon avulla, ja tämä lukuarvo ilmoitetaan kannattavuuslaskelmien taulukoiduissa tuloksissa.

Taloudellisen kannattavuuden mittarina energiantuotantotavoille on yleensä käytetty energian kokonaistuotantokustannusta, LCOE:tä (levelized cost of energy) (Auvinen et al. 2016). Tuotantokustannus kuvaa energiantuotantotavan kokonaiskustannusten ja tuotetun energiamäärän suhdetta ja sen avulla eri energiantuotantomuotoja voidaan vertailla. Siihen vaikuttavat pääoma- ja investointikustannukset, kunnossapito- ja ylläpitokustannukset, mahdolliset polttoainekustannukset, tuotetun energian määrä eli vuosituotto sekä pitoaika (Auvinen et al. 2016). IEA:n aurinkolämpöohjelman (2017) raportin mukaan se voidaan laskea jakamalla energiantuotantomuodon kokonaiskustannukset pitoajan aikaisella energiantuotantomäärällä (liite 9). Taulukoiduissa tuloksissa lämmön rajahinta on haettu nettonykyarvolaskelmasta kokeilemalla millä hinnalla laskettavan aurinkolämpöinvestoinnin nettonykyarvo on positiivinen kahdenkymmenennen vuoden kohdalla. Koska kaukolämmön hinnalle on oletettu 2 % vuosittainen kasvu, myös energiasta saatava myyntitulo kasvaa vuosittain, mitä tuotantokustannuksen peruslaskukaava ei huomioi – kaavan tulos antaisi siis pessimistisemmän arvion aurinkolämmön tuotantokustannuksesta kuin nettonykyarvon avulla haettu rajahinta. Kaava ei myöskään huomioi esimerkiksi biolaitosten kohdalla polttoaineiden vuosittaista prosentuaalista kasvua. Tämän vuoksi myös aurinkolämmön ja biolaitosten vertailussa käytettiin LCOE-kaavan sijaan nettonykyarvomenetelmää lämmön rajahinnan määrittämiseksi.

Lisäksi käytettiin sisäisen korkokannan menetelmää. Siinä investoinnille haettiin Excel-ohjelmiston avulla sitä korkokantaa, jolla nettonykyarvoksi saadaan nolla. Investointi on kannattava, kun korkokanta r on mahdollisimman suuri. Sisäinen korko r voidaan ratkaista esimerkiksi Excel-ohjelmalla kaavasta (Aalto-yliopisto 2009.)

$$C_o = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}, \quad (7.2)$$

missä C_o = investointikustannus [€]
 C_t = tuleva kassavirta ajanjaksolla t [€]
 r = korkokanta
 T = tarkasteltava ajanjakso vuosina [a]
 t = järjestelmän pitoaika [a].

Annuiteettimenetelmässä investoinnin kulut jaetaan jollekin ajanjaksolle yhtä suuriksi eriksi siirtämällä kulut samaan ajankohtaan ja jakamalla ne tasaisiksi vuosittaisiksi eriksi. Menetelmässä lasketaan diskonttauskerroimen käänteisarvo eli annuiteettitekijä kaavalla (Sirén 2015.)

$$AT = \frac{i}{[1 - (1+i)^{-t}]} \quad (7.3)$$

missä AT = annuiteettitekijä
 i = korkokanta
 t = järjestelmän pitoaika [a].

Annuiteetti lasketaan investointikustannuksen, nettotuottojen ja annuiteettitekijän avulla seuraavasti

$$A = C_t - C_o A_t \quad (7.4)$$

missä A = annuiteetti [€]
 C_t = tuleva kassavirta ajanjaksolla t [€]
 C_o = investointikustannus [€]
 T = tarkasteltava ajanjakso vuosina [a]
 t = pitoaika [a].

Jos annuiteetti on positiivinen, voidaan investointia pitää yleisesti ottaen kannattavana. Sitä käytettiin työn aikana lähinnä alustavissa kannattavuuslaskelmissa, joissa kannattavuutta arvioitiin melko karkeasti. Keräinpinta-alan avulla laskettiin tuotettavissa oleva energiamäärä, joka järjestelmällä olisi mahdollista tuottaa sekä järjestelmälle tarvittava asennuspinta-ala, mikä vaikuttaa siihen mihin järjestelmän pystyisi kokonsa puolesta sijoittamaan. Vuosituoton ja keräinpinta-alan avulla voitiin määrittää arvio koko järjestelmän tuottamasta lämpöenergiamäärästä. Sen ja lämmön myyntihinnan tulo on laskelmissa saatava vuosittainen tulo, johon investoinnin tulokassavirta perustuu. Investointikustannukset koostuivat hankittavista järjestelmäkomponenteista ja asennuskustannuksista ja vuosittaiset muuttuvat kustannukset ylläpitokustannuksista. Investointitukea on mahdollista saada uusiutuvan energian projekteihin 15–40 %, ja aurinkolämpöön liittyviin hankkeisiin yleensä noin 20 %. Laskelmien taulukoihin on erikseen merkitty, mikäli laskelmissa otettiin mahdollinen tuki huomioon. Alustavat kokoluokka- ja kohdekohtaiset laskelmat tehtiin taulukon 2 hintatietoja mukaillen, ja diplomityön myöhemmissä jatkokehitetyissä konseptilaskelmissa kustannusarvioita tarkennettiin. Työn lopuksi vertailaan vielä suurta aurinkolämpöinvestointia biolaitosinvestointeihin.

7.4.1 Alustavat kannattavuuslaskelmat

Kun erilaisten aurinkolämpöjärjestelmien ominaisuuksista, kustannuksista ja mahdollisesta vuosituotosta oli kerätty riittävästi tietoa, voitiin tehdä alustavia kannattavuuslaskelmia erikokoisille aurinkokeräinkentille, olettaen, että niiden lämpö saadaan täysin hyödynnettyä joko kaukolämpöverkkoon tai lämpövaraajan avulla kiinteistökohtaisissa ratkaisuissa. Aluksi laskettiin karkeasti miltä erilaiset taloudelliset tunnusluvut näyttäivät, kun keräinkentän kokoa kasvatetaan, ja kun tiedetään, että keräimien investointikustannus laskee keräinkentän koon kasvaessa. Investointikustannus sisältää aurinkokeräimet, tarvittavat laitteistot, mahdollisesti pienen lämpövaraajan ja asennuksen. Laskelmissa tehtiin seuraavia oletuksia: Järjestelmän pitoaika on 20 vuotta, korkokanta 5 %, investointituki 20 %, lämpöenergian arvo 48,9 €/MWh ja investointi- ja ylläpitokustannukset mukaillen taulukon 2 arvioita. Laskelmissa oletettiin kuitenkin pienimpien aurinkokeräinjärjestelmien ylläpitokustannukset pienemmiksi (1 % alkuinvestoinnista), koska pienten aurinkolämpöjärjestelmien ylläpitokustannukset ovat työssä tehtyjen haastattelujen pohjalta osoittautuneet vuosittain melko pieniksi, eivätkä aurinkolämpöjärjestelmät ole vaatineet juurikaan huoltotoimia (Teittinen 2018, Anttonen 2018, Holappa 2018). Aurinkolämmöstä saatava vuositulo muodostui saavissa olevan arvioidun vuosittaisen energiamäärän (laskuissa oletettu 0,48 MWh/m²), ja myyntihinnan tulosta. Myyntihinnalle oletettiin vuosittainen 2 % kasvu. Päästövähennyksessä on oletettu, että aurinkolämmöstä saatavalla energiamäärällä voidaan vähentää saman verran muun kaukolämmön käyttöä, joten aurinkolämmön energiamäärä on kerrottu kaukolämmön ominaispäästökertoimella, 172 kg/MWh.

Laskelmien tulokset (Taulukko 5) havainnollistavat kuinka suuremmat aurinkokeräinjärjestelmät ovat taloudellisesti kannattavampia, kun kustannukset keräinneliötä kohden laskevat järjestelmäkoon kasvaessa. Erot alkavat näkyä kokoluokissa 1000–3000 m², joista 3000 m² kokoinen järjestelmä on jo huomattavasti kustannustehokkaampi ratkaisu. Laskelmien lisäksi tätä oletusta tukevat myös kirjallisuustutkimuksessa käytetyt useat lähteet. Aurinkolämpöjärjestelmien kustannusarviot perustuvat taulukon 2 suuntaa-antaviin tietoihin, ja onkin huomionarvoista, että oikean investoinnin kohdalla aurinkolämpöjärjestelmän sijoituspaikka ja käyttötarkoitus vaikuttavat hyvin paljon lopulliseen investointikustannukseen. Lämmönhintaa muuttamalla nähdään miten erikokoisten järjestelmien nettonykyarvo kehittyy. Järjestelmille etsitäänkin se lämpöenergian rajahinta, jolla nettonykyarvo tulee positiiviseksi 20. vuoden aikana. Kuten tuloksista nähdään, lämmön rajahinta on matalin isoimmilla aurinkolämpöjärjestelmillä. Pienimmillä järjestelmillä investointi ei koskaan maksa itseään takaisin, jos niille lasketaan korollinen takaisinmaksuaika 5 % korolla.

Taulukko 5. Erikokoisten aurinkolämpöjärjestelmien kannattavuuslaskelmien tunnuslukuja. Annuiteettimenetelmässä myyntitulon perusteena käytettiin kaukolämmön keskimääräistä hintaa 48,9 €/MWh (Energiateollisuus 2018a) annuiteetin laskemiseksi, jolloin vain 500 m² järjestelmä osoittautui kannattamattomaksi.

<i>Järjestelmän koko [keräin-m²]</i>	<i>500</i>	<i>1000</i>	<i>3000</i>	<i>4000</i>	<i>20000</i>
Inv.kustannus, M€	0,2	0,3	0,5	0,6	3
Keräinkustannus €/m ²	372	252	155	150	150
Ylläpito vuodessa €/a	1858	2516	4648	6000	30 000
Annuiteetti, €	– 3173	+3283	+33119	+45 742	+278 397
CO ₂ -vähennys, kg	41 t	83 t	248 t	330 t	1651 t
Suora TMA	19	13	8	8	8
Korollinen (5 %) TMA	Ei ole	Ei ole	17	17	17
Sisäinen korko % (20 v.)	1,4	6,5	14,3	14,9	14,9
Nettonykyarvo 20v (€), kun lämmön hinta					
30 €/MWh	-2 M€	-2 M€	-1,8 M€	-2 M€	-10,4 M€
48,9 €/MWh	-1,4 M€	-1 M€	+1,7 M€	+2,5 M€	+12,7 M€
50 €/MWh	-1,4 M€	-0,9 M€	+1,9 M€	+2,8 M€	+14 M€
80 €/MWh	-0,5 M€	+0,9 M€	+7,4 M€	+10 M€	+50,7 M€
Lämmön rajahinta (tuotantokustannus, €/MWh), jolloin net- tonykyarvo (20 v) on positiivinen	96	65	40	39	39
Keräimille tarvittava pinta-ala, m ²	1100	2200	6600	8800	44000
Teho (MW)	0,35	0,705	2,12	2,82	14,1
Saatava energiamäärä MWh/a	240	480	1440	1920	9600

Erikokoisten aurinkolämpöjärjestelmien kannattavuuslaskelmien myötä tarkasteltiin myös pieniä kiinteistökohtaisia ratkaisuja. Työssä haluttiin kartoittaa pystyisikö aurinkolämpö korvaamaan muita hajautettuja lämmitysmuotoja, esimerkiksi suoraa sähkö- tai öljylämmitystä omakotitaloissa, kuten kirjallisuustutkimuksen useissa lähteissä esitettiin. Koska kiinteistöjen lämmitysjärjestelmät ovat tässä tapauksessa hajautettuja, eivätkä kuulu kaukolämpöverkon piiriin, asetettiin lämmönhinta, johon tulokassavirta tuotettavan lämpöenergian lisäksi perustuu, korkeammaksi (100 €/MWh) kuin ET:n (2017) tilastojen mukainen kaukolämmön keskimääräinen hinta Helsingissä vuonna 2017 (48,9 €/MWh). Hajautettujen lämmitysratkaisujen, kuten sähkö- ja öljylämmityksen, tuotantohinta (lämmityskustannus) on yleisesti ollut korkeampi kuin kaukolämmön hinta. Työssä laskettiin kaksi erikokoista järjestelmää, 35 m² ja 100 m² kokoisilla keräinpinta-aloilla eikä niihin liitetä erillistä kausivarastoa, jolloin järjestelmät siis kattavat vain pienen osan lämmönkulutuksesta. Järjestelmään sisältyy kuitenkin jokin pieni lämpövaraaja. Laskemat antavat tietoa siitä löytyykö pienille kiinteistökohtaisille järjestelmille järkevää toteutuskelpoista kokoluokkaa ja millaista lämmitystapaa se soveltuisi mahdollisesti korvaamaan. Laskelmia ja kustannusarvioita on koottu taulukkoon 6.

Taulukko 6. Pienen kiinteistön aurinkolämpöratkaisun taloudellisten laskelmien tunnuslukuja, kun lämmön hinnaksi oletetaan 100 €/MWh.

<i>Järjestelmän koko [keräin-m²]</i>	<i>35</i>	<i>100</i>
Investointikustannus, €	21 000	50 000
Keräinkustannus, €/m ²	600	500
Ylläpitokustannus, €/a	210	500
Lämmön rajahinta (€/MWh), jolloin nettonykyarvo (20 v.) on positiivinen	179	149
Keräinkustannus, (€/m ²), jolla NNA on positiivinen (20 v.)	85,7	305
Suora TMA	18	15
Korollinen (5 %) TMA	Ei ole	Ei ole
NNA € (20 v.)	-145 t€	-258 t€
Tarvittava pinta-ala, m ²	140	400
Teho (kW)	24,5	70
Saatava energiamäärä MWh/a	17	48

Laskelmissa oletettiin, että mittakaavaedun mukaisesti pienemmän järjestelmän keräin- neliön hinta on 600 €/m² ja suuremman 500 €/m², ja vuosittaisen kunnossapitokustannuk- sen oletettiin olevan 1 % alkuinvestoinnista vuosittain. Konsepteissa oletettiin, että asen- nukset tehdään kiinteistöjen katoille, minkä vuoksi keräinkustannus on hieman suurempi kuin esimerkiksi aurinkokaukolämpölaitosten tapauksessa. Toisaalta, mikäli keräimet asennettaisiin maahan, kannattavuuslaskelmien tulokset olisivat paljon paremmat. Arviot ovat taulukkoon 2 nähden melko optimistisia, mutta esimerkiksi kunnossapitokustannus olisi merkittävän suuri, jos sen oletettaisiin olevan 10 % investoinnin hinnasta joka vuosi.

Voidaan olettaa, että kunnossapitoon ei vuosittain kuulu merkittäviä huoltoja vuositar- kastuksia lukuun ottamatta. Järjestelmille ei laskettu mukaan mitään tukia, vaikka joiden- kin energiatehokkuuden parantamiseen liittyvien toimien kustannuksista voi saada koti- talousvähennyksiä. Tarvittava asennuspinta-ala riippuu siitä, mihin aurinkokeräimet asennetaan: kattoasennuksissa ala on yleensä jopa 3–4 -kertainen, mutta maa-asennuk- sissa pienimmillään noin 2,2 -kertainen.

Kannattavuuslaskelmista nähdään, että kumpikaan pienistä järjestelmistä ei ole taloudel- lisesti kovinkaan kannattava. Toisaalta kustannusarviot, niin investointi- kuin kunnossa- pitokustannusten osalta, ovat järjestelmien kokoon nähden arvioitu hyvin korkeiksi, ja mikäli aurinkokeräimet olisi mahdollista asentaa maahan, voisi investointikustannus olla paljon pienempi. Myös lämmön rajahinta on molemmilla järjestelmillä hyvin korkea. Näillä kustannusarvioilla aurinkolämpö ei pienissä kiinteistöissä ole hajautettuna lämmi- tysmuotona kilpailukykyinen muihin lämmitysmuotoihin verrattuna. Mikäli keräinkus- tannus puolittuisi suuremmassa järjestelmässä, olisi aurinkolämpöjärjestelmä hyvinkin kilpailukykyinen – tällöin nettonykyarvo olisi 20 vuoden pitoaikana 78 326 € ja tuotan- tokustannus 79,5 €/MWh. Jos järjestelmiin lisättäisiin kausivarasto, tuotantokustannus voisi kasvaa jonkin verran investointikustannuksen kasvaessa. Tällöin kuitenkin voitai- siin kausivaraston avulla säästää aurinkolämpöjärjestelmän rinnalla toimivan järjestel- män polttoainekustannuksissa, kuten öljylämmityksen tapauksessa. Isoissa kiinteistöissä aurinkolämmön mittakaavaedut voisivat päästä paremmin oikeuksiinsa.

Kohteiden kartoituksen ja alustavien laskelmien pohjalta tehtiin karkeat kustannusarviot sijaintinsa puolesta kiinnostaville kohdekohtaisille konsepteille. Tarkasteltaviksi koh- teiksi tai sijainneiksi valittiin eräs kesäajan suuri lämmönkulutuskohde, Kruunuvuoren- rannan uusi asuinalue, kantakaupunkialueen kerrostalo, lähiöasuinalue, voimalaitosalueet sekä biokattilan yhteyteen liitettävä aurinkolämpöratkaisu. Kustannusarvioissa huomioi- tiin sijainnin pinta-alarajoitukset ja keräimien asennustapa, eli onko kyseessä maa- vai kattoasennus, ja onko kohteessa käytettävissä olemassa olevaa infrastruktuuria, kuten putkistoja tai säiliöitä. Lisäksi pohdittiin, olisiko kohteen läheisyydessä kaukolämpöverk- koa vai ei. Tässä vaiheessa konseptointia ohjasivatkin Helsingin alueelliset näkökohdat – missä aurinkolämpöä olisi otollista toteuttaa sijainnin kannalta? Konseptit muodostettiin kirjallisuustutkimuksen, sijaintien ja lämmönkulutusdatan analyysin pohjalta. Taulukon keräinkustannus on kokonaisinvestointi ilman tukea jaettuna keräimien pinta-alalla. Las- kelmien tuloksia on koottu taulukkoon 7.

Laskelmien tuloksista nähdään, että tuotantokustannus on yleisesti ottaen matalampi, kun aurinkokeräimiä asennetaan paljon ja asennukset tehdään maa-alueille. Laskelmissa sel- vitettiin, millä lämpöenergian hinnalla konseptin aurinkolämpö olisi kannattavaa, muut- tamalla lämmön arvoa, mihin investoinnin tulo perustuu. Vain keskitetyn maa-asenteisen aurinkolämpökonseptin nettonykyarvo oli positiivinen 20 vuoden pitoaikana, kun läm- mön hinta oli niinkin alhainen kuin 33 €/MWh. Kerrostalon ja lähiöalueen järjestelmät eivät olleet lainkaan kannattavia, mutta niissä oletettiin, että asennukset tehdään kiinteis- töjen katoille, mikä nostaa merkittävästi kustannushintaa. Kruunuvuorenrannassa oletet- tiin myös, että keräimet sijoitetaan katoille, mikä nostaisi investointikustannusta, mutta laskelmissa oletettiin, että suuri keräinneliöiden määrä erityisesti rakennus- tai suunnitte- luvaiheessa olevaan kiinteistöön laskee myös suhteellista kustannusta. Todellinen inves- tointikustannus voisi olla suurempi, varsinkin jos keräimet asennettaisiin katoille jälki- asennuksena. Lisäksi näissä laskelmissa oletettiin, että investoinneille saadaan 20 % in- vestointitukea.

Taulukko 7. Erilaisten alustavien kohteiden ja konseptien kannattavuuslaskelmien tuloksia, kun lämmönhinnaksi asetettiin 48,9 €/MWh.

<i>Konsepti</i>	<i>Suuri kesä- aikainen kulutuskohde</i>	<i>Kruunu- vuori</i>	<i>Kerros- talo</i>	<i>Lähiö- alue</i>	<i>Tuotantolaitos voimalaitok- sen katolle</i>	<i>Tuotantolaitos maa- asennuksena</i>
Keräin- pinta-ala, m ²	7000	9203	500	1417	2333	4700
Tarvittava pinta-ala, m ²	21000	27608	1500	4251	7000	14100
Keräinneliön hintaa (hankinta- kustannuk- sesta), €/ m ²	250	271,6	750	423	343	148,9
Tuki 20 % investointi- kustannuksesta	350 t€	500 t€	75 t€	120 t€	160 t€	-
Investointi- kustannus, M€	1,4	2	0,3	0,48	0,64	0,7
CO ₂ - vähennys, kg	1204 t	1583 t	86 t	243 t	401 t	808 t
Ylläpito, €/a	17500	25 000	3750	6000	8000	7000
Suora TMA	11	12	Ei ole	19	15	8
Korollinen (5 %) TMA	24	26	Ei ole	Ei ole	Ei ole	17
IRR %	9,4	8,1	-5,8	1,8	4,7	14,8
Nettonykyarvo 20v (M€), kun lämmön hintaa						
30 €/MWh	-9,8	-15,6	-3,9	-5,1	-6,1	-2,5
48,9 €/MWh	-1,8	+4,9	-3,37	-3,6	-3,4	+2,97
50 €/MWh	-1,34	+4,4	-3,34	-3,5	-3,3	+3,3
80 €/MWh	+11,5	+12,5	-2,4	-8,7	+1,0	+11,9
Lämmön raja- hintaa (€/MWh), jolloin nettonykyarvo (20 v.) on positiivinen	54	58	160	90	73	39
Huippu- teho (MW)	4,9	6,4	0,35	0,99	1,6	3,3
Saatava ener- giamäärä MWh/a	3360	4417	240	680	1120	2256

Vain keskitetty maa-asenteinen aurinkokaukolämpölaitos oli kannattava silloin, kun lämmön hinta oli vähemmän kuin Energiategollisuuden (2018a) tilastojen mukainen vuoden

2017 keskimääräinen kaukolämmön myyntihinta (48,9 €/MWh) Helsingissä. Kruunuvuorenranan ja suuren kesäaikaisen kulutuskohteen kustannusarvioon liittyy paljon epävarmuuksia: niiden tarkempia kustannusarvioita voidaan muodostaa vain, jos aurinkokeräimien ja laitteiston sijainnit ovat tarkemmin tiedossa. Työn pohjalta voidaan kuitenkin suositella aurinkolämpöratkaisujen jatkotarkastelua vastaavanlaisille kohteille.

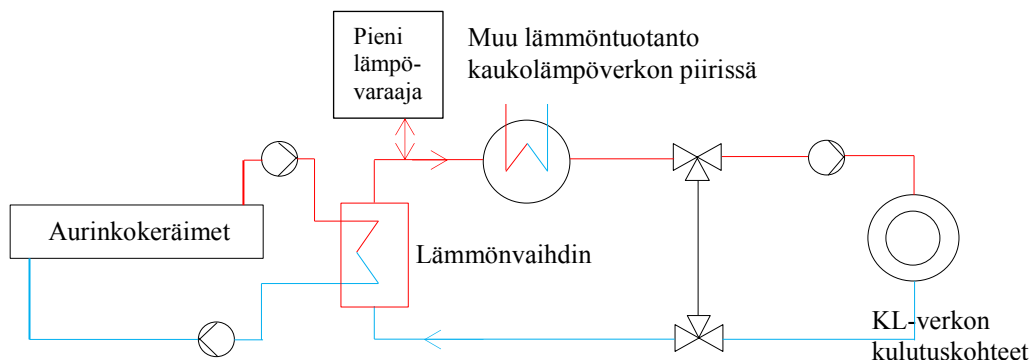
Tuotantolaitoksen tapauksessa investointikustannus perustuu tanskalaisen Sollestedin aurinkokaukolämpölaitoksen investointitietoihin, eikä ole tiedossa, sisältyykö sen ilmoitettuun investointikustannukseen erillinen tuki. Joillekin toteutuneille tanskalaisille aurinkolämpökohteille, joiden investointikustannukset ovat tiedossa, tehtiin myös kannattavuuslaskelmia (liite 13). Tarkasteltujen laitosten lämmön rajahinnat, jolloin nettonykyarvo pysyi positiivisena 20. vuonna, vaihtelivat välillä 27–43 €/MWh. Jotkin toteutukset ovat olleet ns. avaimet käteen -toteutuksia, ja edullisimmat ovat sisältäneet vain aurinkokeräimet ja niiden putkituksen. Koska kirjallisuustutkimuksessa kävi ilmi, että aurinkokeräimiä voidaan ja suositellaankin hyödynnettävän lämpöpumppujen ja jäähdytyskoneiden kanssa, kehitettiin näihin liittyviä konsepteja jatkotarkasteluvaiheessa. Näin ollen tarkemmat tarkastelut tehtiin muutamalle erikokoiselle aurinkokaukolämpöratkaisuille, aurinkolämmön ja lämpöpumppujen yhdistelmälle sekä aurinkojäähdytysratkaisulle. Lopuksi taloudellisesti kannattavimmille ratkaisuille tehdään herkkyyshanalyysi.

7.4.2 Aurinkokaukolämpölaitos

Kirjallisuustutkimuksen ja alustavien laskelmien pohjalta aurinkokaukolämpö vaikutti taloudellisesti ja teknisesti kannattavimmalta vaihtoehdolta, minkä vuoksi se valittiin jatkotarkasteluun. Jatkotarkastelussa kustannusarvion pohjana käytettiin olemassa olevien toteutuneiden aurinkolämpölaitosten kustannustietoja, kuten Sakarinmäen ja Hämeenlinnan aurinkolämpöratkaisujen kustannustietoja (liite 14), mukailien taulukon 2 tietoja ja toteutuneiden aurinkokaukolämpölaitosten kustannustietoja (liite 13). Koska hyvin suuren aurinkokaukolämpölaitoksen investoinnista on saavutettavissa mittakaavaetua, mutta suurien keräinkenttien sijoittelu on haasteellista, pyrittiin kartoittamaan kannattavuuslaskelmilla kuinka kustannustehokkaita hieman pienemmät toteutukset ovat. Kokoluokiksi valittiin pieni (200 m²), keskisuuri (2000 m²) ja suuri (20 000 m²) laitos, koska niiden yksikkökustannukset eroavat merkittävästi toisistaan. Konseptiin ei otettu mukaan lämpövarastoa, vaan oletettiin, että Helsingin kaukolämpöverkko on riittävän suuri toimiakseen lämpövarastona tarvittaessa.

Konseptissa aurinkolaitoksesta ohjataan saatava lämpö kaukolämpöverkkoon. Kesäisin kaukolämpöverkkoon tuotetaan vähintään 80-asteista vettä ja muina vuodenaikoina se mitä keräimiltä on saatavissa, jos tuottoa on. Lisäksi oletettiin, että laitos asennettaisiin maa-alueelle hyvin lähelle kaukolämpöputkea putkistokustannuksen minimoimiseksi. Tällöin vaadittavan pinta-alan oletetaan maa-alueella olevan 2,2-kertainen keräinpinta-alaan nähden. Aurinkokaukolämpöratkaisu pidettiin teknisesti mahdollisimman yksinkertaisena: aurinkokeräimien tuottama lämpö siirtyy lämmönvaihtimen kautta lämpövaraajaan ja edelleen kaukolämpöverkkoon, eikä sitä varastoida talven aikana kausivarastoon (Kuva 33). Aurinkokeräimillä on oma vesi-glykolikierto jäätymisen estämiseksi pakkasilla, minkä vuoksi sen ja vesikierron väliin tarvitaan lämmönvaihdin. Lämpövaraajan avulla aurinkolämmön tuotannonvaihteluita voidaan hieman tasata. Konseptissa oletettiin, että Helsingin kaukolämpöverkko pystyy kuitenkin toimimaan lämpövarastona suu- rellekin aurinkolämpöjärjestelmälle (Utriainen 2018), jolloin vältetään varastosta koituvat investointikustannukset. Laskennassa käytettiin samoja oletuksia kuin muissa aiemmissa kannattavuuslaskelmissa, ja ylläpitokustannus on siis 1 % alkuperäisestä investoin-

tikustannuksesta, johon ei ole laskettu mukaan 20 % tukea. Myöskään keräinkustannuksessa ei ole huomioitu tuen määrää, vaikka varsinaiselle hankintakustannukselle tuki lasketaan mukaan. Kannattavuuslaskelmien tuloksia on koottu taulukkoon 8.



Kuva 33. Aurinkokaukolämpölaitoksen prosessin periaate. Aurinkokeräimillä on oma vesi-glykoli-piirinsä, ja ne tuottavat lämmintä vettä lämmönvaihtimen kautta vesikiertoon, jossa lämpöä siirretään suoraan tai lämpövaraajan kautta kaukolämpöverkkoon ja sen kulutuskohteisiin. Kun aurinkolämpöä ei ole riittävästi saatavilla, lämpöä tuotetaan muilla kaukolämpöverkon piirissä olevilla tuotantomuodoilla.

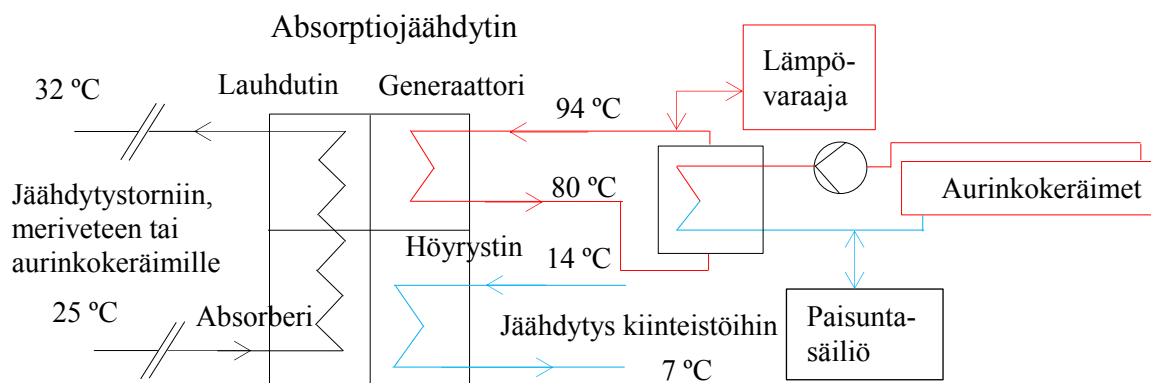
Taulukko 8. Aurinkokaukolämpöjärjestelmien taloudellisten laskelmien tunnuslukuja ja laskelmissa käytettyjä kustannustietoja, kun lämmön arvona on käytetty 48,9 €/MWh.

Järjestelmän koko [keräin-m ²]	200	2000	20 000
Investointikustannus, €	156 000	280 000	2 400 000
Keräinkustannus, €/m ²	975	175	150
Tuki 20 % Investointikustannuksesta, €	39 000	70 000	600 000
Ylläpitokustannus, €/a	9750	3500	30 000
CO ₂ -vähennys, kg	16,5 t	165 t	1651 t
Lämmön rajahinta (€/MWh), jolloin nettonykyarvo (20 v.) on positiivinen	432	46	33
Korollinen (5 %) TMA	Ei ole	20	14
Suora TMA	Ei ole	9	7
IRR %	-	12,09	18,61
Keräimille tarvittava pinta-ala, m ²	440	4400	44000
NNA (€), jos lämmön hinta:			
30 €/MWh	-4 M€	-1,5 M€	-2,7 M€
48,9 €/MWh	-3,9 M€	+0,4 M€	+20,4 M€
50 €/MWh	-3,88 M€	+0,5 M€	+21,7 M€
80 €/MWh	-3,6 M€	+3,5 M€	+58,4 M€
Huipputeho (MW)	0,14	1,4	14,1
Saatava energiamäärä MWh/a	96	960	9600

Kannattavuuslaskelmien tulosten perusteella voidaan sanoa, että pienin aurinkokaukolämpöjärjestelmä ei ole taloudellisesti kannattava millään taloudellisella mittarilla huolimatta siitä, että sille on oletettu 20 % investointituki. Siinä investointikustannus on liian suuri järjestelmästä saatavaan energiamäärään ja tuloon nähden. Tämän vuoksi sitä ei oteta mukaan herkkyystarkasteluihin kappaleen lopussa. Pienemmän aurinkolämpöjärjestelmän kustannusarvio ei myöskään ole tarkka, koska vastaavan kokoisten järjestelmien investointikustannuksista ei ole tietoa, vaan kustannukset on arvioitu lähinnä taulukon 2 perusteella, sekä joidenkin melko pienien aurinkolämpöjärjestelmien toteutuneiden kustannusten perusteella. Case-tarkastelulla kustannusarviota olisi mahdollista tarkentaa, mutta perinteisellä energiahinnoittelumallilla näin pieni järjestelmä ei ole taloudellisesti kannattava. Kahden suuremman aurinkokaukolämpökonseptin taloudelliset tunnusluvut näyttävät oleellisesti paremmilta. Keskisuuren aurinkokaukolämpöratkaisun korollinen takaisinmaksuaika on kuitenkin jopa 20 vuotta, ja lämmön rajahinta on 46 €/MWh, mikä on kuitenkin alle keskimääräisen kaukolämpöhinnan. Suurin laitos on selvästi taloudellisesti kannattavin – lämmön rajahinta on jopa 33 €/MWh, ja nettonykyarvo keskimääräisellä kaukolämmön myyntihinnalla 20,4 miljoonaa euroa 20 vuoden pitoaikana. Tälle konseptille tehdään herkkyystarkastelu kappaleen lopussa.

7.4.3 Aurinkojäähdytysratkaisut

Aurinkojäähdytys voisi olla Helsingissä potentiaalinen aurinkolämpösovellus, sillä kaukojäähdytyksen tarve on jatkuvasti kasvanut, ja kesäisin jäähdytystarve ja auringonsäteilyn määrä kohtaavat. Lisäksi Helsingissä on jo jatkuvasti laajeneva kaukojäähdytysverkko. Jäähdytystä voidaan toteuttaa myös kiinteistökohtaisena ratkaisuna kaukojäähdytysverkon ulkopuolella, jolloin käytetään yleensä lämpöpumppua, joka tuottaa sekä lämpöä että jäähdytystä. Tällöin kohde sijaitsee kaukolämpöverkon alueella, jotta kaukolämpöverkkoa voidaan hyödyntää lämmönjakelussa. Aurinkojäähdytyksen periaate yleisesti on, että aurinkokeräimet tuottavat lämpöenergiaa absorptiojäähdyttimelle, joka tuottaa jäähdytysaineen avulla höyrystinosalla kylmää vettä jäähdytyskiertoon kulutuskohteiden jäähdytykseen. Absorptiojäähdyttimiä on myös mahdollista käyttää talviaikaan lämmöntuotantoon, kun prosessia ajetaan toisinpäin, mutta silloinkin se vaatii käyttöenergiaa lämpöä. Tätä ei kuitenkaan talvis aikaan aurinkolämmöllä voida taata, mutta tätä voisi tarkastella järjestelmällä, jossa on mukana kausivarasto tai jossa käyttöenergia tulee esimerkiksi hukkalämmöstä tai maalämmöstä, mikäli sellaista olisi saatavilla. 1-vaiheisten absorptiojäähdyttimien COP-luku on yleisesti ottaen huonompi kuin lämpöpumpuilla. Tässä työssä aurinkojäähdytyskonseptissa yksivaiheinen absorptiojäähdytin käyttää hyödyksi aurinkokeräimien tuottamaa lämpöenergiaa (Kuva 34).



Kuva 34. Aurinkojäähdytyksen periaate

Absorptiojäähdytin käyttää myös pumppauksiin jonkin verran sähköä, mutta niin vähän, ettei sitä ole huomioitu laskelmissa. Keräimien tuottama lämpötila voi olla esimerkiksi

94 °C, mikä ajetaan lämpövaraajan kautta absorptiojäähdyttimelle, joka jäähdyttää kiinteistöjä tuottamalla noin 3–7 -asteista jäähdytysvettä. Jäähdyttimessä lämmennyt vesi lauhdutetaan meriveteen, jäähdytystorniin, jonkin toisen prosessin hyödynnettäväksi tai lämpövarastoon. Absorptiojäähdyttimet voivat toimia myös matalammilla lämpötiloilla, esimerkiksi Salmisaaressa absorptiojäähdyttimille ajetaan 75–85 -asteista vettä (Huusko 2018). Työssä lämpötila on kuitenkin mitoitettu korkeammaksi Enexion arvion mukaisesti (liite 12). Konseptissa jäähdyttimeltä palaava vesi (80 °C) menee takaisin aurinkokeräimille, mutta teoriassa se voitaisiin hyödyntää esimerkiksi kaukolämpöverkkoon tai akkuun. Tällöin tuloa voitaisiin saada myös silloin, kun 80-asteista vettä ohjattaisiin jäähdyttimeltä kaukolämpöverkkoon, mutta absorptiojäähdytin tulisi mitoittaa pienemmäksi. Jäähdyttimeltä tulevan veden hyödyntämistä ei kuitenkaan huomioitu laskelmissa, koska jäähdytin olisi täytynyt mitoittaa uudelleen. Sen sijaan tällaista ratkaisua suositellaan jatkotarkasteltavaksi.

Konsepteihin valittiin tarkoituksellisesti melko suuret keräinkentät skaalaisedun hyödyntämiseksi, ja jotta järjestelmälle voitaisiin mitoittaa suurempi absorptiojäähdytin, jonka COP-luku on parempi kuin pienten jäähdytyslaitteiden. Mitoitusta varten oletettiin, että aurinkokeräimillä voidaan hetkellisesti tuottaa kesällä korkeintaan 700 W/m², työssä tehtyjen vuosituottoon liittyvien laskelmien perusteella. Tällöin pinta-alaltaan 10 000 m² aurinkokeräimet voisivat tuottaa lämpöä absorptiojäähdyttimelle korkeintaan 7 MW teholla, ja 5000 m² kokoisella kentällä korkeintaan 3,5 MW lämpöteholla. Kun absorptiojäähdyttimen COP-luku on 0,76, maksimijäähdytystehot ovat 5,3 MW ja 2,7 MW. Koska aurinkokeräimien tulee tuottaa noin 94-asteista vettä, oletettiin, että keräimien vuotuinen energiantuotto on noin 0,4 MWh/m². Huipunkäyttötunnit määriteltiin tämän tuoton kautta aurinkokeräimien tuottamalle lämmölle seuraavasti

$$\text{Huipunkäyttöaika vuodessa} = 0,4 \frac{\text{MWh}}{\text{m}^2} \cdot \frac{10\,000 \text{ m}^2}{7 \text{ MW}} = 571 \text{ h/a} \quad (7.5)$$

$$\text{Huipunkäyttöaika vuodessa} = 0,4 \frac{\text{MWh}}{\text{m}^2} \cdot \frac{5\,000 \text{ m}^2}{3,5 \text{ MW}} = 571 \text{ h/a} \quad (7.6)$$

Huipunkäyttöajan perusteella määritellään myös aurinkokeräimiltä saatava energiamäärä, eli jäähdytyksen tehokapasiteetti, seuraavasti

$$\text{Jäähdytysenergia vuodessa} = 571 \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot 5,3 \text{ MW} = 3040 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \quad (7.7)$$

$$\text{Jäähdytysenergia vuodessa} = 571 \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot 2,7 \text{ MW} = 1520 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}. \quad (7.8)$$

Huipunkäyttöaika vaikuttaa siis vuosittain saatavissa olevaan tuloon jäähdytysenergian kautta. Myös absorptiojäähdyttimissä kustannus tehoa kohden (€/kW) laskee laitteen koon kasvaessa, mutta koska COP on parempi, yksikkökustannus koneen koon kasvaessa laskee. Teholtaan alle 3 MW laitteen hankintakustannus on noin 100 €/kW, mutta työn laskelmissa oletettiin jäähdyttimen kustannusten olevan kuitenkin hieman enemmän, 120 €/kW. Kustannukset ja kannattavuuslaskelmien tulokset on koottu taulukkoon 9. Kun-nossapitokustannukset noin 2 MW absorptiojäähdyttimille noin 10 000 € vuodessa, joten

laskelmissa oletettiin, että pienemmän laitteen kunnossapitoon kuluu noin 13 300 € vuodessa, ja isomman 26 600 € vuodessa. Suunnittelun, muun laitteiston ja putkistokustannusten oletetaan olevan yhteensä yhtä paljon kuin absorptiojäähdyttimen hankintakustannus. Lauhdutinjärjestelmän kustannuksien oletettiin olevan suuremmassa järjestelmässä 1 000 000 € ja pienemmässä 500 000 €. Merivesilauhduttimen vuosittaiset kunnossapitokustannukset ovat 15 000 € vuodessa, ja pienemmässä konseptissa nämä kustannukset puolittuvat. Kannattavuuslaskelmien tulokassavirrassa huomioidaan ensimmäisen vuoden liittymismaksut sekä tehomaksu, koska absorptiojäähdytin tuottaa uutta jäähdytystehokapasiteettia. Konseptin tuloissa on huomioitu investoinnin lisäjäähdytystehon myynnin mahdollisuus. Jäähdytysenergian arvolle ei oletettu vuosittaista kasvua toisin kuin lämmölle aurinkokaukolämmön laskelmissa.

Taulukko 9. Aurinkojäähdytyskonseptin kannattavuuslaskelmien tuloksia, kun jäähdytysenergian hintana on käytetty 30 €/MWh.

	<i>Keräimet 10 000 m², absorptiojäähdytin 5,3 MW</i>	<i>Keräimet 10 000 m², absorptiojäähdytin 2,7 MW</i>
Abs.jäähdyttimen investointikustannus, €	638 400	319 000
Aurinkokeräimien investointikustannus, €	1 500 000	750 000
Lauhdutusjärjestelmän investointikustannukset, €	1 000 000	500 000
Verkkoliittynän investointikustannukset, €	638 400	319 000
Keräinkustannus, €/m ²	150	150
Tuki aurinkokeräimille 20 % investointikustannuksesta	300 000	142 000
Projekointi ja muut laitteet, €	600 000	300 000
Kokonaisinvestointi, €	4 076 800	2 053 900
Aurinkokeräimien kp-kustannukset, €/a	15 000	7 500
Abs.jäähdyttimen kp-kustannukset, €/a	26 600	13 300
Lauhdutinjärjestelmän kp-kustannukset, €	15 000	7 500
Kp-kustannukset yhteensä, €/a	56 000	28 300
Jäähdytysenergian rajahinta (tuotantokustannus, €/MWh), jolloin nettonykyarvo (20 v) on positiivinen	9	10
Korollinen (5 %) TMA	17	18
Suora TMA	8	8
NNA, 20 v, M€	6,9	3,3
IRR %	13,09	12,9
Tarvittava pinta-ala aurinkokeräimille, m ²	22 000	11 000
Aurinkokeräimien tuottama energiamäärä, MWh/a	3040	3232
Maksimijäähdytysteho (MW)	5,3	2,7

Käytännössä konseptin etuna on se, että Helsingissä on jo olemassa olevaa jäähdytysverkkoa, mutta verkko sijaitsee yleisesti ottaen alueilla, joissa aurinkokeräimille ei välttämättä ole riittävästi tilaa. Toisaalta jäähdytystä on teknisesti mahdollista toteuttaa myös hajautettuna kiinteistökohtaisena ratkaisuna keräimien kannalta tilavammissa sijoituspaikoissa. Liityntä- ja tehomaksuja ei huomioida tuotantokustannuksen laskemisessa, minkä vuoksi ne voivat jäähdytyksessä näyttää suurilta. Nettonykyarvon kehityksessä kiinteiden maksujen vaikutus näkyy selvästi, kun niistä saatavat tulot kumuloituvat pitoaikana. Kannattavuuslaskelmien tuloksien perusteella voidaan päätellä, että aurinkojäähdytys voisi olla oikein skaalattuna kannattava sovellus. Konsepteille suositellaankin jatkotarkastelua, kun sijoituspaikka on tarkemmin määritelty, jolloin myös kustannusarvio olisi tarkempi. Herkkyysanalyysit konsepteille esitellään kappaleen lopussa.

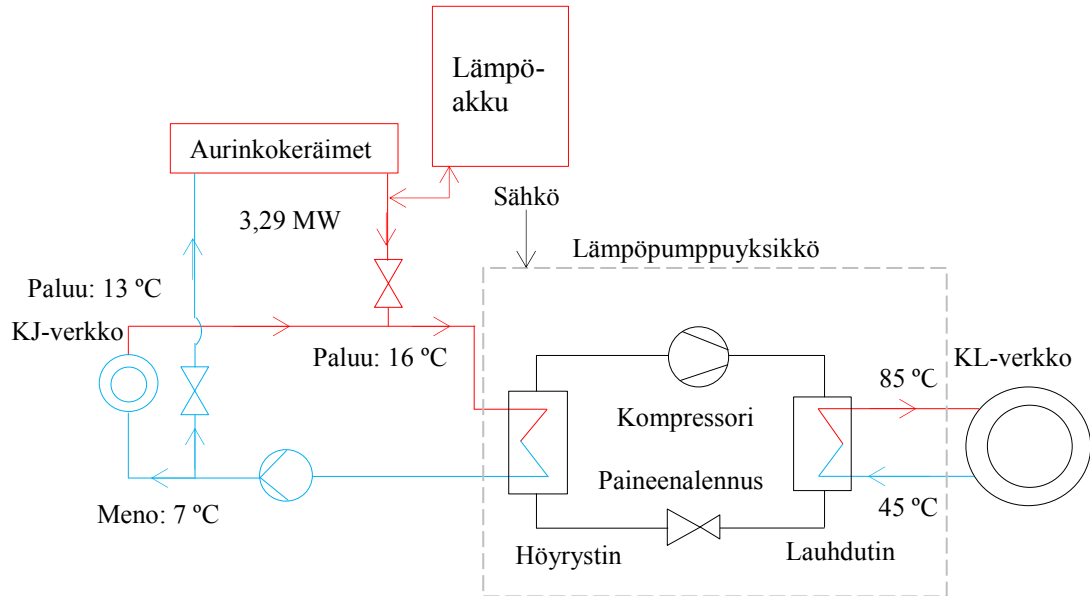
7.4.4 Aurinkolämpö lämpöpumppujen kanssa

Työssä tutkittiin aurinkolämmön yhdistämisen taloudellista kannattavuutta lämpöpumpun kanssa. Saadaanko aurinkokeräimillä lämpöpumppuun yhdistämällä enemmän energiaa ja rahallista hyötyä kuin ilman lämpöpumppua? Onko kustannustehokkainta, jos lämpöpumpulla ja aurinkokeräimien avulla voidaan tehdä sekä jäähdytystä että lämpöä kesäisin? Työssä luotiin kaksi erilaista konseptia. Nykyisessä Helsingin kaukojäähdytysverkossa kaukokylmää tehdään lämpöpumpuilla, absorptiojäähdyttimillä ja merivesikompressoreilla. Lämpöpumput saavat käyttöenergiansa joko jäteveden hukkalämmöistä ja/tai kaukojäähdytysverkon paluuedestä, jonka kautta kiinteistöjen hukkalämmöt voidaan kerätä talteen. Kaukojäähdytysverkon paluueden lämpötila voi kiinteistöjen kulutuksesta riippuen olla matalampi kuin mikä olisi optimaalista lämpöpumppujen toimintakyvyn kannalta (Huusko 2018). Jos kaukojäähdytyksen paluulämpötilaa voidaan nostaa, myös pumppauskustannukset laskisivat, mistä saataisiin kustannussäästöjä (Hakala 2017, s. 32).

Lämpöpumput on mitoitettu niin, että paluueden tulee olla 9–16 °C, mutta 16 °C takaa suuremman lämpö- ja jäähdytystehon lämpöpumpulta. Konseptien potentiaalia kartoitettiin analysoimalla kaukojäähdytysverkon paluueden lämpötiloja vuosina 2013–2018 Helenin sisäisen datan avulla, mitä ei kuitenkaan luottamuksellisuuden vuoksi esitetä tässä diplomityössä. Käytännössä datasta analysoitiin, kuinka paljon vuoden aikana on niitä tunteja, jolloin kaukojäähdytyksen paluueden lämpötila on matalampi kuin 13 °C, koska tämä lämpötilataso on perinteisesti taannut melko hyvän lämpöpumpun suorituskyvyn. Data-analyysissä kävi ilmi, että potentiaalia paluulämpötilan nostamiselle on ympäri vuoden. Aurinkokeräimien kannalta optimaalisin käyttö sijoittuisi maaliskuun ja lokakuun väliselle ajalle, ja myös tuolloin paluueden lämpötilan nostamiselle on selvästi potentiaalia. Vuosien 2013 ja 2018 helteet nostivat jäähdytyksen kulutusta, jolloin kaukojäähdytyksen paluuesi on kesällä ollut hieman korkeampi kuin muina vuosina. Se ei kuitenkaan vähennä merkittävästi konseptien potentiaalia.

Konseptissa 1 olemassa oleva lämpöpumppu käyttää kaukojäähdytysverkon paluuvettä lämmönlähteenään, jonka lämpötilaa nostetaan aurinkokeräimien avulla alle 13 asteesta 16 asteeseen. Tällöin lämpöpumpun COP-lukua saadaan kasvatettua sille menevän lämpötilan ollessa korkeampi kuin ilman aurinkokeräimiä. Aurinkokeräimet tuottavat suoraan lämpöä kaukojäähdytysverkon paluulinjaan korkeintaan huipputeholla 3,3 MW, kun aurinkokeräimiä on 4700 m², mutta jos auringonsäteilyä ei ole hyvin saatavilla, kuten talvella, teho voi olla luonnollisesti paljon pienempi. Lisäksi investointiin sisältyy noin 10 000 m³ kokoinen kaukolämpöakku, jonka investointikustannus on 500 000 €. Aurinkokeräimien sijoituspaikkaan ei oteta kantaa, mutta oletetaan, että keräimet saadaan asennettua melko lähelle lämpöpumppua. Prosessia havainnollistetaan kuvassa 35.

Investoinnista saatava tulo koostuu lämpöpumpun COP:n kasvusta saatavasta kustannussäästöstä, eli lämpöpumpun ja kiertopumppujen sähkönkulutuksen pienenemisestä (0,46 MW) ja lämmöstä saatavasta tulosta, jonka lämpöpumppu pystyy tuottamaan aurinkokeräimien hyödyntämisen myötä (4,9 MW). Sähkönkulutuksen pienemisen laskemiseen käytettiin erään laitoksen prosessiarvoja, jotka ovat luottamuksellisia, minkä vuoksi niitä ei käsitellä tässä työssä.



Kuva 35. Konseptissa 1 aurinkokeräimille ajetaan kaukojäähdytyksen menovettä, joka on 7-asteista, ja keräimet nostavat kaukojäähdytyksen paluuvettä noin 16 asteeseen, kun ilman aurinkokeräimiä paluuveden lämpötila olisi hieman matalampi.

Jotta sähkönkulutuksen kustannussäästö voitiin laskea, määriteltiin huipunkäyttöaika lämmöntuotannolle seuraavasti

$$\text{Huipunkäyttöaika vuodessa} = \frac{0,6 \frac{\text{MWh}}{\text{m}^2} \cdot 4700 \text{ m}^2}{3,3 \text{ MW}} = 857 \text{ h/a} \quad (7.9)$$

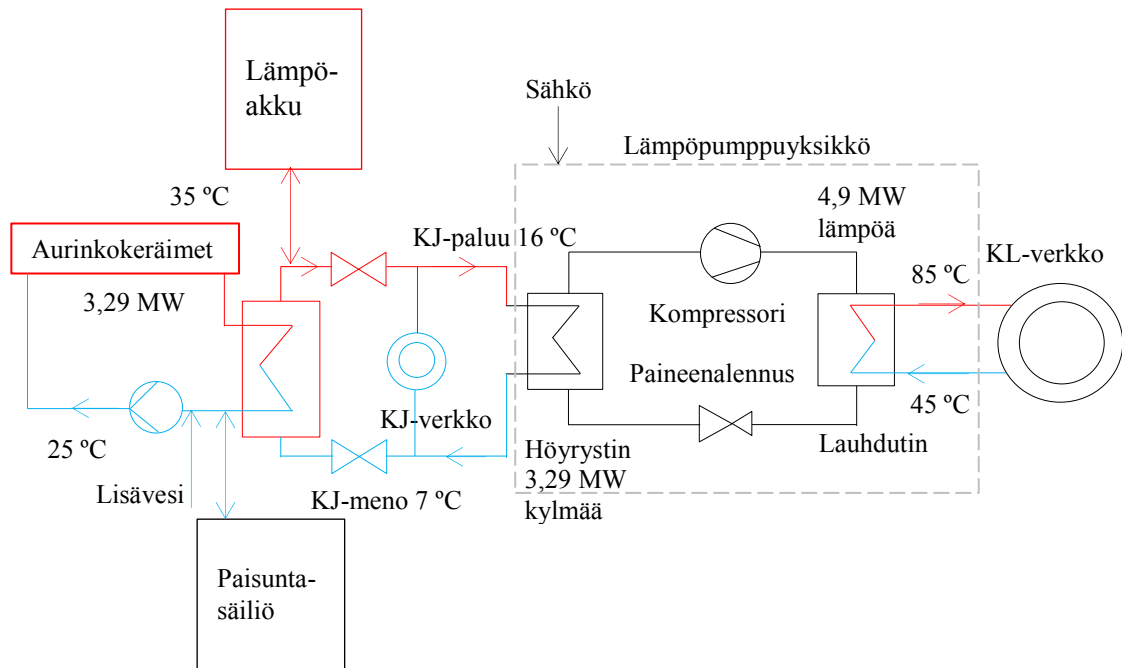
Sähkönkulutuksen pienemisestä aiheutuva kustannussäästö vuosittain on sähkön hinnan (käytetty arvoa 75 €/MWh), huipunkäyttöajan (857,1 h) ja sähkönkulutuksen pienemisen (0,46 MW) tulo:

$$\text{Kustannussäästö} = 75 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 857,1 \text{ h} \cdot 0,46 \text{ MW} = 29\,391 \text{ €}. \quad (7.10)$$

Konseptissa 2 investointiin kuuluu aurinkokeräimien lisäksi uusi lämpöpumppu, jolla saadaan kaukojäähdytykseen ja -lämmitykseen lisää tehokapasiteettia. Konseptissa 2 aurinkokeräimiä on yhtä paljon ja teho on sama kuin konseptissa 1. Siinä aurinkokeräimet tuottavat aurinkolämpöä korkeintaan 3,3 MW välipiirin lämmönvaihtimelle, jolloin höyrystysteho lämpöpumpulla on myös 3,3 MW ja kaukojäähdytysteho on nolla. Jos järjestelmää ajetaan kaukojäähdytyskuorman kautta maksimiteholla, saadaan höyrystysteho 3,3 MW siirrettyä kaukojäähdytysverkkoon. Hellepäivänä kaukojäähdytyskuormaa ajassa voidaan aurinkokeräimien lämpö ajaa lämpöakkuun, jolla voidaan purkaa aurinkokeräinten lämpöä yöaikaan lämpöpumpulle. Kaukojäähdytysverkko ja aurinkokeräimet on kytketty rinnankytkennällä, jolloin ajotapaa voidaan muuttaa. Aurinkokeräimille me-

nevän veden ollessa 25-asteista ne tuottavat 35-asteista vettä välipiiriin, josta lämmönvaihtimen kautta saadaan lämpöpumpulle noin 20–30 -asteista vettä riippuen lämmönvaihtimen asteisuudesta. Lämpöpumpulla voidaan näin tuottaa noin 85-asteista kaukolämpöä kesäkaudella ja samalla saadaan 7-asteista jäähdytysvettä kaukojäähdytysverkkoon. Silloin kun lämpöpumppu voi käyttää kaukojäähdytysverkon paluuvettä, joka on riittävän lämmintä, aurinkokeräinten lämpö ohjataan lämpöakkuun. Kun kaukojäähdytysverkosta ei tule lämpöpumpuille riittävästi lämpöenergiaa eli kaukojäähdytyksen paluulämpötila alle 13 °C, hyödynnetään aurinkolämpöä lämpöakkujen kautta. Prosessin periaatetta havainnollistetaan kuvassa 36. Vaikka lämpöpumppu lisää investointikustannusta, onko investoinnista saatava hyöty kuitenkin suurempi kuin jos lämpöpumppu ei kuuluisi investointiin?

Koska lämpöpumppujen hankinta- ja käyttökustannuksissa sekä COP-luvuissa on jonkin verran eroa lämpöpumpun kokoluokasta riippuen, tehtiin kustannusarvio myös konseptille 3, jossa käytetään kahta pientä lämpöpumppua yhden suuren lämpöpumpun sijaan. Hankintakustannukset eroavat hieman, ja jos aurinkolämpöä ei riitä molemmille lämpöpumpuille tai vikatilanteen sattuessa toiselle lämpöpumpulle, voidaan käyttää toista lämpöpumppua, jolloin COP pysyy halutulla tasolla ja käyttövarmuus paranee. Konsepti 3 on periaatteeltaan täysin samanlainen kuin konsepti 2, mutta toteutus on tehty pienemmässä kokoluokassa: aurinkokeräimiä on 1400 m² ja lämpöpumppuyksiköitä on kaksi, molemmat lämpötehoiltaan 740 kW, ja jäähdytystehoiltaan 490 kW, jolloin suurin lämpöteho on yhteensä 1,48 MW ja jäähdytysteho 0,98 MW. Myös niiden kustannusarviot (Toivonen 2018) on koottu taulukkoon 10.



Kuva 36. Konseptissa 2 lämpöpumpulla on kaksi eri ajotapaa: aurinkokeräimiltä tulevan lämmön hyödyntäminen ja pelkän kaukojäähdytyksen ajotapa. KJ-verkon paluuvettä käytetään lämmönlähteenä, kun jäähdytysverkossa on kysyntää ja siis kulutusta ja muina aikoina lämpöpumppu hyödyntää aurinkolämpöä lämpöakun kautta tai suoraan, jos aurinkolämpöä on saatavilla.

Konsepteissa 2 ja 3 saatava tulo koostuu sekä jäähdytys- että lämpöenergian hinnasta, jäähdytystehomaksusta sekä jäähdytyksen liittymismaksusta, koska tehokapasiteetti kasvaa. Jäähdytyksen huipunkäyttöaikana käytettiin luottamuksellista yksikön sisällä määritettyä huipunkäyttöaikaa. Jos järjestelmä sijoitettaisiin uudelle alueelle, jossa ei ole ole-

massa olevaa kaukolämpöverkkoa, saataisiin myös kaukolämmön liittymismaksuista tuloa. Investointi voisikin olla kustannustehokas ratkaisu aivan uudella asuinalueella, mihin aiotaan laajentaa kaukojäähdytys- ja kaukolämpöverkkoa. Yhtenä tapauksena voitaisiin tarkastella myös auringon lämmittämän meriveden hyödyntämistä lämpöpumpuille esimerkiksi kaukojäähdytyksen paluuveden lämpötilan nostamiseksi, mutta koska se voidaan ajatella passiiviseksi aurinkolämmön hyödyntämiseksi ilman aurinkokeräimiä, se rajautuu tämän työn ulkopuolelle.

Jotta aurinkolämpöjärjestelmästä saataisiin mittakaavaetua, oletettiin, että aurinkokeräimien pinta-ala on konsepteissa 1 ja 2 on 4700 m^2 ja investointikustannus $700\,000 \text{ €}$ kuten Sollestedissa Tanskassa (liite 13). Lämpöpumpun sisältävän järjestelmän investointikustannukseen lisättiin lämpöpumpun tai lämpöpumppujen, muun laitteiston ja projektin kustannukset, ja vähennettiin aurinkokeräimien tuen määrä, 20 % keräinten kokonaisinvestoinnista. Lisäksi oletettiin, että keräimet asennetaan maa-alueelle, ja että aurinkokeräimien kunnossapitokustannus on 1 % investoinnista vuosittain. Jäähdytyksessä liittymismaksut ovat osa jäähdytyksestä saatavaa tuloa joka tapauksessa, mutta lämmön liittymismaksu koskee vain järjestelmiä, jotka tulevat esimerkiksi uuden asuinalueen paikalliseksi lämmitys- ja jäähdytysratkaisuksi. Kaukolämpöverkon alueella tätä maksua ei sisällytetä kannattavuuslaskelmiin. Laskelmissa oletettiin myös, että aurinkokeräimet tuottavat vuodessa $0,6 \text{ MWh/m}^2/\text{a}$. Matalalla lämpötilatasolla niiden voidaan olettaa tuottavan enemmän lämpöenergiaa kuin aurinkokaukolämpösovelluksissa. Kustannukset ja kannattavuuslaskelmien tulokset nähdään taulukosta 10.

Taulukko 10. Lämpöpumppuratkaisun taloudellisia tunnuslukuja, kun laskelmissa käytetään kaukolämmön hintana 48,9 €/MWh ja jäähdytysenergian hintana 30 €/MWh.

	<i>K1) Aurinkolämpöä vanhalle lämpöpumpulle</i>	<i>K2) Aurinkolämpöä uudelle lämpöpumpulle</i>	<i>K3) Aurinkolämpöä pienille lämpöpumpuille</i>
Aurinkokeräimien investointikustannus, €	700 000	700 000	266 000
Kaukolämpöakun hankinta, €	500 000	500 000	125 000
Lämpöpumpun/-pumppujen hankintakustannukset sisältäen työt, suunnittelun ja laitteiston, €	-	2 474 500	400 000
Investointituki 20 % keräinhankinnasta, €	140 000	140 000	53 200
Projekointi, €	-	100 000	100 000
Verkon laajennustyöt, €	-	65 000	65 000
Kokonaisinvestointi, €	1 060 000	3 699 500	902 800
LP:n käyttökustannus, €	-	7394	6000
Keräimien huoltokustannus, €/a	7000	7000	2660
Kp-kustannukset yhteensä, €	7000	14 394	8660
Polttoainekulut (sähkö), €/a	105 750	173 903	51 991
CO ₂ -vähennys, kg	388 t	388 t	202 t
Lämmön rajahinta (tuotantokustannus, €/MWh), jolloin nettonykyarvo (20 v.) on positiivinen	49	29	20
Korollinen (5 %) TMA	22	13	12
Suora TMA	10	7	6
NNA € (20 v.), kun lämmön-hinta on:			
30 €/MWh	-9,7 M€	1,4 M€	2,6 M€
48,9 €/MWh	-40 t€	18,6 M€	7,4 M€
50 €/MWh	521 t€	19,6 M€	7,7 M€
80 €/MWh	15,8 M€	46,8 M€	15,3 M€
IRR %	10,77	15,22	20,2
Tarvittava pinta-ala, m ²	10 340	10 340	3080
Max. jäähdytys- ja lämpöteho (MW)	3,29 / 4,9	3,29 / 4,9	1,4 / 0,98
Aurinkokeräimien tuottama lämpöenergia lämpöpumpun kautta MWh/a	4230	3948	1176

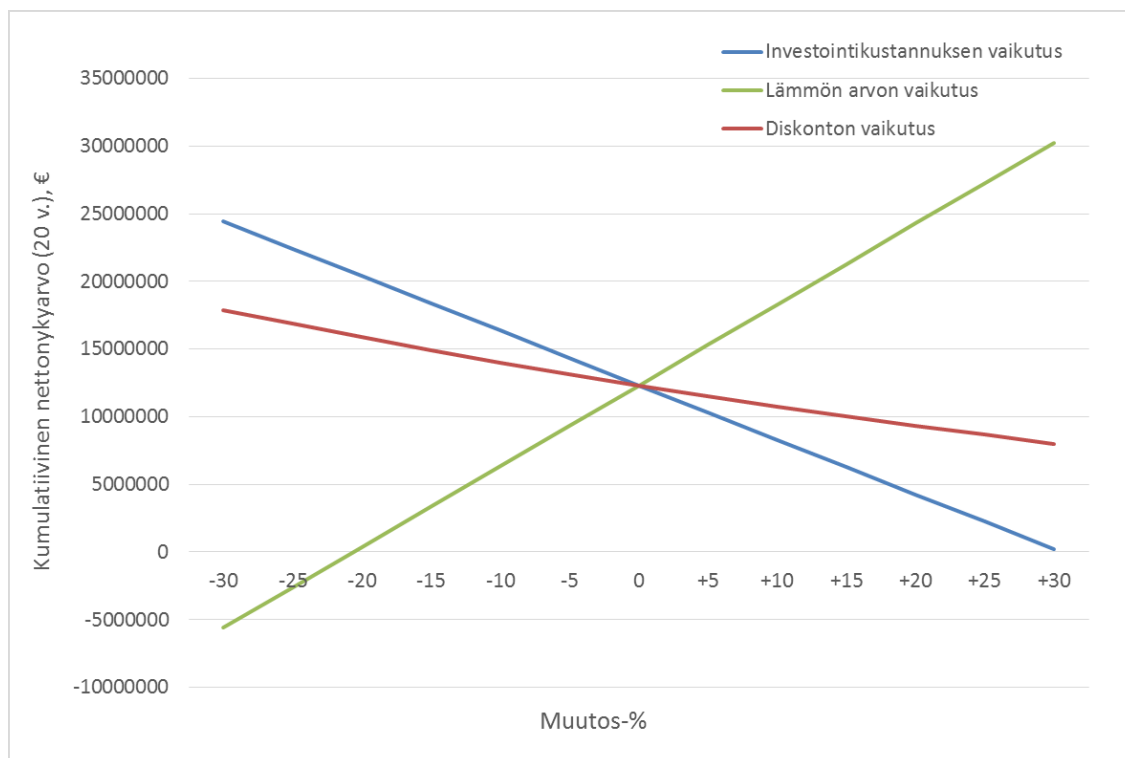
Tulosten perusteella nähdään, että konseptit 2 ja 3 ovat selvästi taloudellisesti kannattavampia kuin konsepti 1. Tämä johtuu pääosin siitä, että investoidessa uuteen lämpöpumppuun tai lämpöpumppuihin jäähdytys- ja lämpötuotannon tehokapasiteetti kasvaa, jolloin lisätehoon liittyvien kiinteiden maksujen vuoksi investointi maksaa itsensä nopeammin takaisin. Aurinkokeräimiltä saatava energiamäärä on korkeampi, kun keräimet tuottavat melko matalalämpöistä, noin 35-asteista vettä. Laskelmissa käytettiin oletusarvona 0,6 MWh/m²/a, mutta herkkyyssanalyysissä tarkastellaan kuinka tuoton muuttaminen vaikuttaa kannattavuuteen. Koska konseptien tulot koostuvat useammasta komponentista kuin aurinkokaukolämpökonsepteilla, jäähdytysenergian hinnan muuttaminen ei vaikuta kovin paljon kannattavuuteen toisin kuin kiinteiden maksujen suuruus. Tulokset paranisivat, jos investointeihin ei sisältyisi kaukolämpöäkkua. Konseptissa 1 korollinen takaisinmaksuaika laskee 14 vuoteen, jos akun hankintakustannusta ei sisällytetä kustannusarvioon. Kannattavuuslaskelmien pohjalta myös näille konsepteille suositellaan jatkotarkastelua, mikäli niille löytyisi tarkemmin määritelty sijainti kustannusarvioiden tarkentamiseksi. Herkkyyssanalyysistä kerrotaan enemmän seuraavassa kappaleessa.

7.5 Konseptien herkkyystarkastelut

Potentiaalisimmille konsepteille tehtiin herkkyystarkastelut, jotta nähdään miten eri parametrien muuttaminen vaikuttaa investoinnin kannattavuuteen. Herkkyystarkastelussa arvioidaan suurta aurinkokaukolämpölaitosta (20 000 m²), pienten lämpöpumppujen aurinkolämpökonseptia (lämpöpumppukonsepti 3) sekä 5 MW:n aurinkojäähdytysratkaisua. Näiden korolliset takaisinmaksuajat ja/tai nettonykyarvot olivat paremmat kuin muilla konsepteilla, ja kustannusarviot olivat hieman tarkempia. Korkokannan oletusarvoksi asetettiin 5 %. Kun kannattavuuslaskelmien tuloksia tulkitaan, on huomionarvoista, kuvastaako lämmön arvo tuotantokustannusta tai kaukolämmön myyntihintaa. Myyntihinta sisältää arvonlisäveron (24 %) ja tuotantokustannus vastaavasti tarkoittaa vain energian tuottamisesta aiheutuvia kustannuksia ilman katetta, eikä huomioi esimerkiksi kaukolämmön hinnan kasvuennusteita. Tuotantokustannus siis kuvaa kuinka paljon yhden megawattitunnin tuottaminen maksaa ennen kuin se myydään, ja siitä saadaan myyntitulo. Esimerkiksi Energiategollisuuden vuoden 2017 kaukolämmön keskimääräinen hinta Helsingissä (48,9 €/MWh) on kaukolämmön myyntihinta, joka sisältää arvonlisäveron (Energiategollisuus 2018a).

Aurinkokaukolämpölaitos

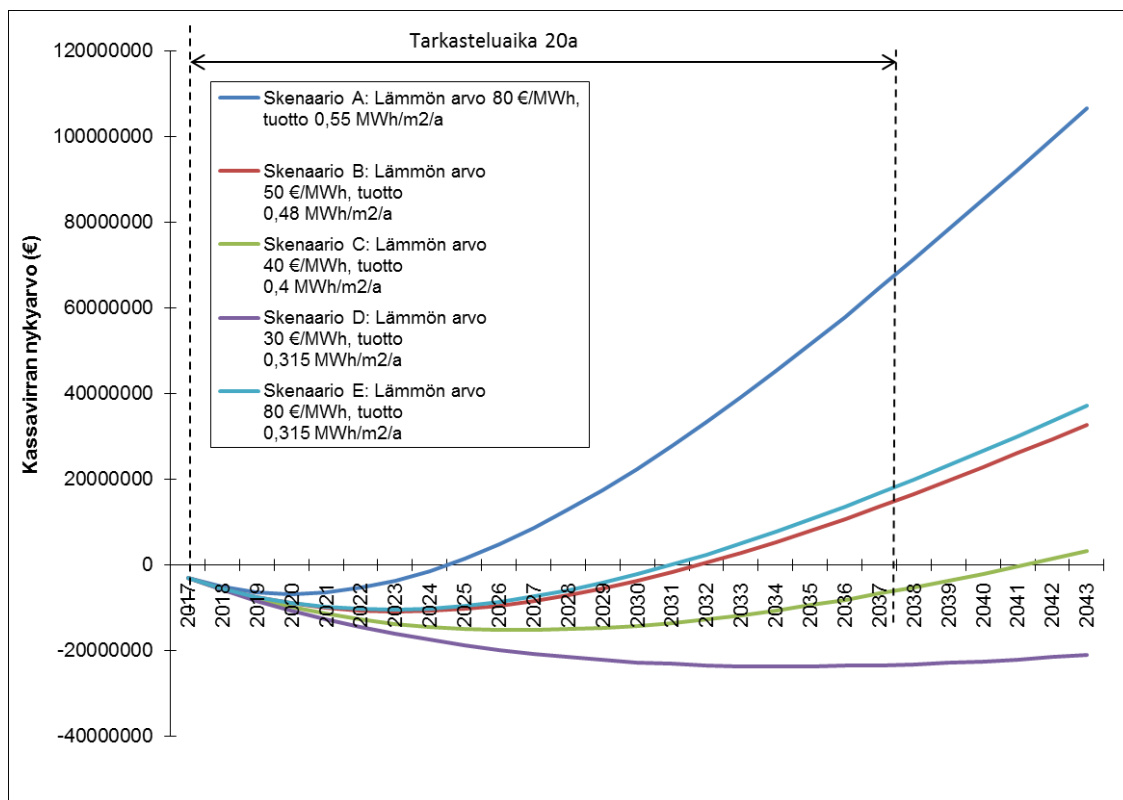
Aurinkokaukolämpölaitoksen herkkyystarkastelussa (Kuva 37) muutettiin prosentuaalisesti investointikustannusta, lämmön arvoa ja diskonttokorkoa. Herkkyystarkastelussa muutettiin kerrallaan vain yhtä parametria, jotta juuri kyseisen parametrin vaikutus kumulatiivisen nettonykyarvon kehitykseen on nähtävissä. Ensin tarkasteltiin esimerkiksi investointikustannuksen prosentuaalisen muutoksen vaikutusta nettonykyarvoon 20. vuonna. Tästä on nähtävissä, että jos investointi saa esimerkiksi 20 % investointituen, jolloin investointikustannus laskee, kumulatiivinen nettonykyarvo on selvästi suurempi, ja siis oleellinen tekijä investoinnin taloudellisen kannattavuuden kannalta. Tämän jälkeen alkuperäinen investointikustannus asetettiin takaisin, ja muutettiin samoilla prosentiosuuksilla lämmön arvoa ja tarkasteltiin sen vaikutusta nettonykyarvoon. Kuvaajan perusteella voidaan todeta, että lämmön arvo on hyvin kriittinen investoinnin kannattavuuden kannalta. Tämän vuoksi erilaiset liiketoiminnalliset selvitykset aurinkolämmön tuotetukselle voisivat olla hyödyllisiä. Lisäksi tarkasteltiin diskonton vaikutusta, joka on herkkyystarkastelun perusteella parametreista vähiten kriittisin.



Kuva 37. Kuvaaja havainnollistaa kolmen eri parametrin vaikutusta teholtaan 14,1 MW aurinko-kaukolämpölaitoksen investoinnin kumulatiiviseen nettonykyarvoon 20. vuonna, kun investointikustannusta, lämmön arvoa ja diskonttokorkoa muutetaan prosentuaalisesti +/-30 prosenttiyksikköä. Lämmön arvon vaikutus nettonykyarvon kehitykseen on selvästi suurin.

Koska konseptin tulovirta koostuu aurinkokeräimien vuosittain tuotetun energiamäärän ja lämmölle asetetun arvon tulosta, riittää, että vain toisen prosenttiosuutta muutetaan. Ne vaikuttavat investoinnin herkkyyteen samalla tavalla. Jos siis keräimen tuottoa kasvatetaan 20 % lämmön arvon ollessa vakio, kumulatiivinen nettonykyarvo on sama 20. vuonna, kuin jos keräimen tuotto on vakio, mutta lämmön arvoa kasvatetaan 20 %. Jos prosenttiosuuksien muutos ei ole sama, voidaan tarkastella molempien parametrien vaikutusta, esimerkiksi tapauksessa, jossa lämmön arvo kasvaa, mutta aurinkokeräimien tuotto vuosittain laskee.

Lämmön arvon vaikutuksen muutosta aurinkokaukolämpöinvestointiin havainnollistetaan kuvaajalla liitteessä 17, ja sen ja keräimien lämmöntuoton yhteisvaikutusta investoinnin taloudellisuuteen havainnollistetaan skenaariotarkastelulla kuvaajan (Kuva 38) avulla. Kun lämmön arvoa ja aurinkokeräimen vuosittaista tuottoa muutetaan samanaikaisesti, nähdään kuinka paljon lämmön arvon on oltava, jos keräin tuottaa jonain vuonna paljon huonommin. 0,315 MWh/m²/a vastaa Sakarinmäen aurinkokeräimien tuottoa vuonna 2016. Tutkimuksien mukaan suurilla aurinkokeräinkentillä tuotto on kuitenkin yleensä suurempi, jopa yli 0,5 MWh/m²/a, koska lämpöhäviöitä on yleensä vähemmän. Kuvaaja havainnollistaa kuitenkin riskiä, mikä lämmön arvon ja keräimien tuoton muutoksella voi investoinnille olla. Jos tuotto on näin matala, vain korkealla lämmön arvolla investointi on mahdollista saada kannattavaksi. Aurinkolämpöinvestointi voisi onnistuessaan olla hyvin kannattava, jos lämmön arvo kasvaa vuosittain ja aurinkokeräimillä saadaan tuotettua riittävästi energiaa kesäisin, mikä taas riippuu vahvasti auringonsäteilylymäärästä. Aurinkokaukolämpökonseptin riskit tiivistyvät juuri näihin parametreihin ja kuvan 38 skenaarioihin. Jos helteiset kesät jatkuvat ja auringonsäteilyä on saatavilla, aurinkokeräimet tuottanevat melko hyvin lämpöä ja investointi maksaa itsensä tehokkaasti takaisin.



Kuva 38. Kuvaaja havainnollistaa eri skenaarioita ja sitä kuinka aurinkokeräimiltä saatava lämpöenergian määrä ja lämmön arvo yhdessä vaikuttavat investoinnin kannattavuuteen. Matalalla tuotolla lämmön arvon täytyisi olla riittävän korkea, jotta investointi maksaisi itsensä takaisin riittävän nopeasti.

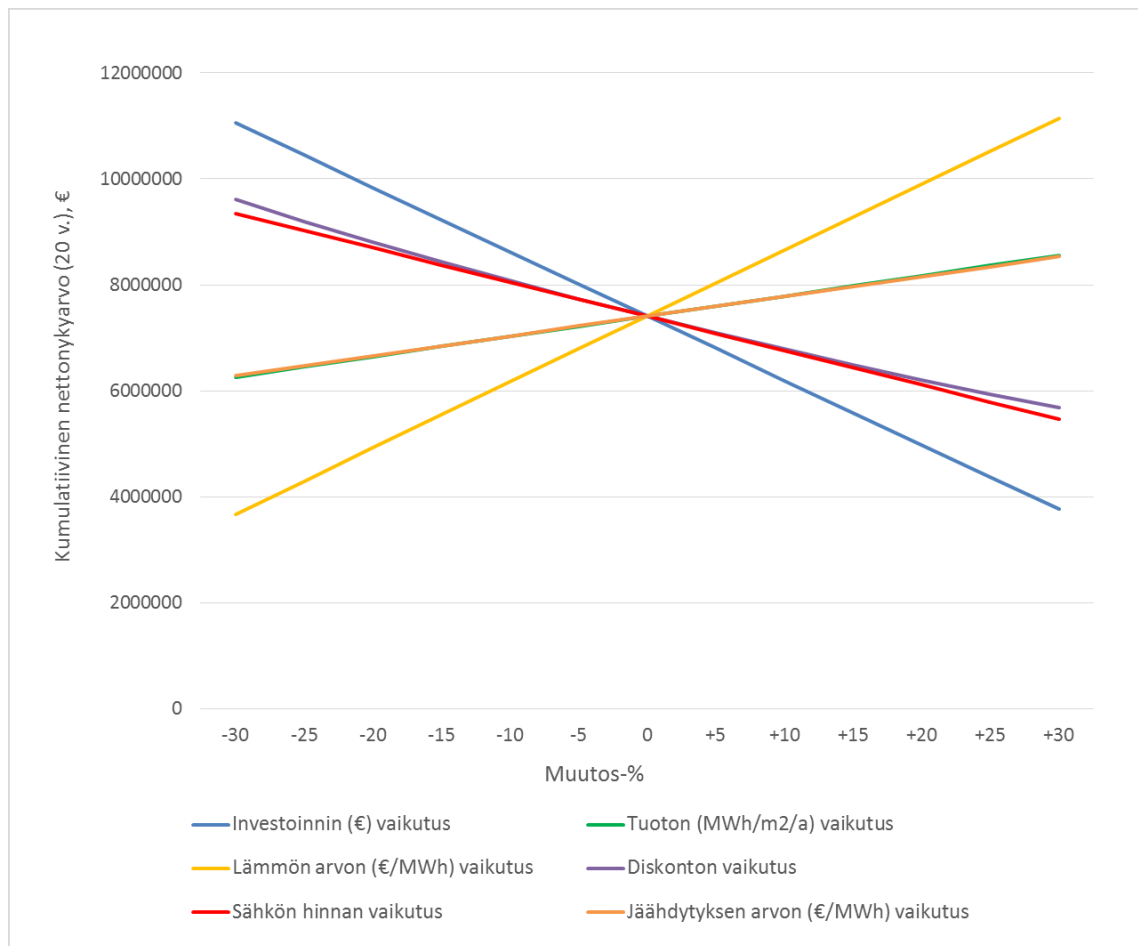
Jos biopolttoaineiden käyttöä energiantuotannossa lisätään tulevaisuudessa, biopolttoaineiden hinnat voivat kasvaa. Jos biotuotannolla korvataan fossiilista energiantuotantoa kesäaikaan, aurinkokaukolämpö voisi mahdollistaa kesäaikaan kustannussäästöjä polttoaineiden suhteen: Jos biotuotannon sijaan käytettäisiin kesäisin aurinkokaukolämpöä, voitaisiin säästyä kesäaikaisen lämmöntarpeen kattamiseksi tarvittavan biopolttoaineen hankintakustannuksilta ja käyttää laitoksia talvisin, kun aurinkolämpöä ei ole saatavilla. Kesäisin aurinkolämmön hyödyntäminen esimerkiksi biolaitoksien revisioiden aikaan voisi tuoda säästöä muiden laitosten käynnistyskustannusten kautta. Yleensä biolaitosten käynnistyksessä käytetään jonkin verran öljyä. Koska kaukolämpöverkon lämpökuorma on kesäisin hyvin pieni verrattuna talvikauden kuormaan, joitain laitoksia voidaan joutua ajamaan osakuormalla, mikä ei ole laitosten hyötysuhteiden kannalta optimaalista. Jos aurinkokaukolämmöllä pystytään kattamaan biolaitosten minimikuorma kesäisin, voitaisiin välttää biolaitosten käyttämistä huonommilla hyötysuhteilla, ja vähennettäisiin päästöjä ja biopolttoaineiden hankinnan kustannuksia. Näin ollen voidaan yhteenvetona todeta, että aurinkolämmön hyödyntäminen biolaitosten rinnalla mahdollistaisi tuotantokustannusten optimoinnin. Optimaalisinta olisi, jos biolaitoksia käytetään talvikaudella, kun aurinkolämpöä ei voida hyödyntää, ja vastaavasti aurinkolämpöä hyödynnettäisiin kesällä, kun sitä on saatavilla ja energiantuotantomuotojen tuotantokustannusten tulee olla mahdollisimman matalat lämmön arvon kausihinnoittelun vuoksi.

Aurinkolämpö lämpöpumpun kanssa

Aurinkolämmön ja lämpöpumpun ratkaisuihin muutettiin myös lämmön arvoa ja investointikustannusta sekä huipunkäyttöaikaan vaikuttavaa aurinkokeräimien tuottoa, sähkön hintaa, joka vaikuttaa lämpöpumpun käynninaikaisiin kustannuksiin sekä diskonttokor-

koa. Koska konsepti on hieman monimutkaisempi kuin aurinkokaukolämmön tapauksessa, siihen vaikuttavat useammat parametrit. Herkkyystarkastelusta (Kuva 39) on nähtävissä, että aurinkokeräimien tuotto ei ole yhtä kriittinen tekijä lämpöpumppuratkaisussa kuin aurinkokaukolämmön tapauksessa. Lisäksi kuvaajassa havainnollistetaan myös jäähdätyksen arvon vaikutusta, mikä on sama kuin aurinkokeräimien tuotolla. Investointi ei ole kovinkaan herkkä näille kahdelle parametrille, koska investoinnin tulokassavirta ei perustu vain aurinkokeräimien tuottaman energian myyntituloon, vaan kiinteillä tulovirroilla pystytään kattamaan valtaosa investointikustannuksista. Aurinkokeräimien tuotto vaikuttaa kuitenkin välillisesti lämpöpumpun toimintaan ja sen tuottamaan energiamäärään niin, että hyvän COP-luvun (3,5) ansiosta lämpöpumpulla on mahdollista tuottaa enemmän lämpöenergiaa kuin pelkillä aurinkokeräimillä. Lämpöpumpun tuottama energiamäärä, kun aurinkokeräimet (1400 m²) tuottavat lämpöä vuodessa 0,6 MWh/m²/a, laskeaan seuraavasti

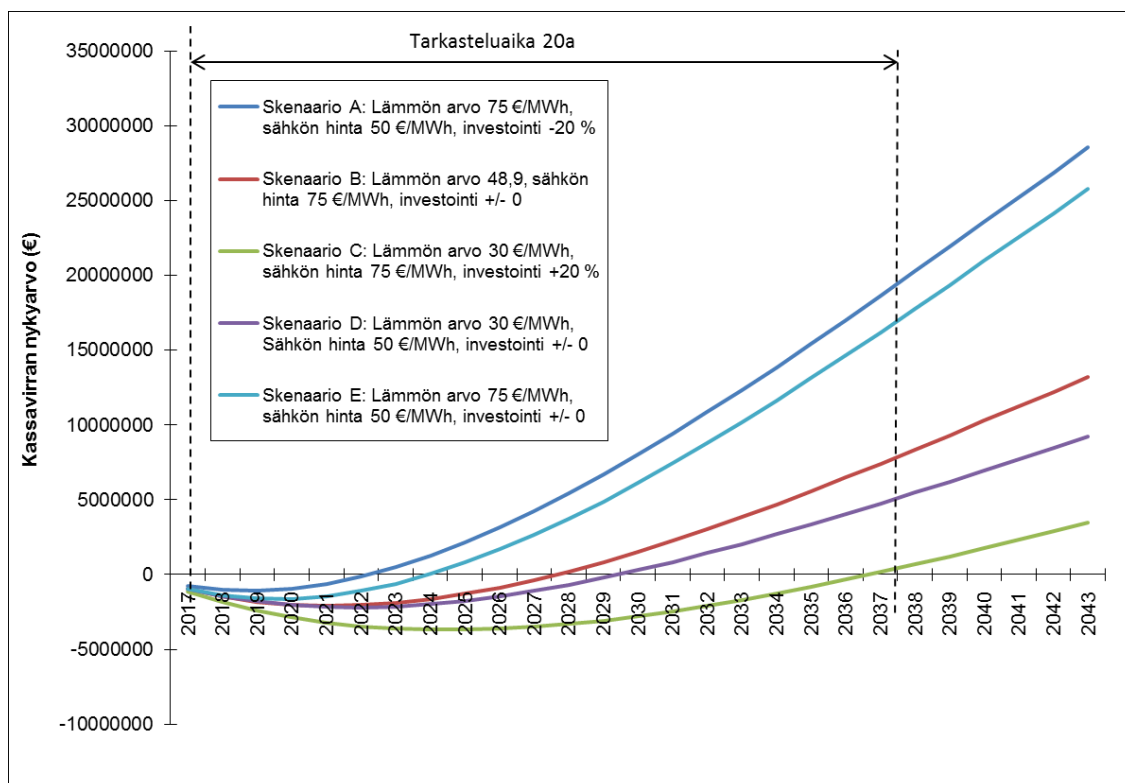
$$Energiamäärä = 0,6 \frac{MWh}{\frac{m^2}{a}} \cdot 1400 m^2 \cdot \left(\frac{3,5}{3,5 - 1} \right) = 1176 \frac{MWh}{a}. \quad (7.11)$$



Kuva 39. Kuvaaja havainnollistaa pienten lämpöpumppujen ja aurinkolämmön investoinnin kumulatiivisen nettonykyarvon kehitystä, kun useita investointiin vaikuttavia parametreja muutetaan prosentuaalisesti +/- 60 prosenttiyksikköä. Jäähdytyksen arvolla ja aurinkokeräimien tuottamalla energiamäärällä on samanlainen vaikutus nettonykyarvon kehitykseen, koska aurinkolämmöllä voidaan lämpöpumpun kautta tehdä jäähdäytystä.

Koska konseptissa on useita tekijöitä, joilla on jonkinlainen vaikutus investoinnin kannattavuuteen, tehtiin samanlainen skenaariotarkastelu kuin aurinkokaukolämpökäsit-

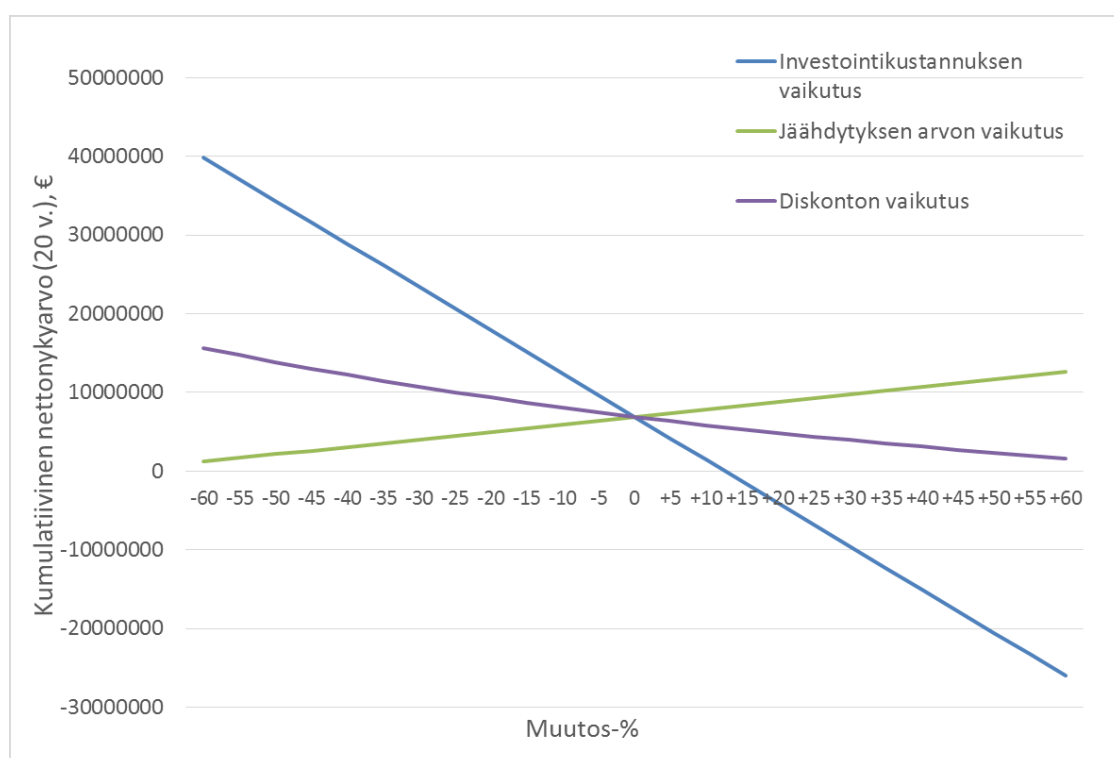
tille (Kuva 40). Lämmön arvo ja investointikustannus vaikuttavat selvästi eniten nettonykyarvon kehitykseen, joten niiden muutos on kriittisintä. Lisäksi muutettiin sähkön hintaa. Parhaassa tapauksessa lämmön arvo kasvaa tulevaisuudessa, sähkön hinta pysyy maltillisena, ja investointikustannus laskee (skenaario A), esimerkiksi tarkkaan valitun sijoituspaikan tai aurinkolämmölle saatavan tuen ansiosta. Vastaavasti huonoimmassa tapauksessa lämmön arvo laskee, sähkön hinta nousee, esimerkiksi uusiutuvan sähköntuotannon kasvun seurauksena, ja investointikustannus kasvaa esimerkiksi sijoituspaikan huolimattoman valinnan vuoksi. B-skenaariossa taso on melko realistinen, mutta sähkön hinnan on oletettu olevan hieman nykytasoa korkeampi. Se ei ole erityisen huono tai paras vaihtoehto taloudellisessa mielessä, mutta tällaisessa tapauksessa mahdollinen investointituki voisi vaikuttaa merkittävästi konseptin kustannustehokkuuteen. Skenaariossa C investointi osoittautuu paljon kalliimmaksi, ja sähkön hinta kasvaa lämmön arvon samalla laskiessa. Tämä voisi kuvata tilannetta, jossa kesällä lämmön arvo on melko matala, mutta sähkön hinta nousee, jos helle aiheuttaa sähkönkulutuksen kasvua nostaten sähkön hintaa, ja investointikustannuksiin on tullut yllättäviä lisäkuluja. D-skenaariossa lämmön arvo on myös melko matala, mutta sähkön hinta ja investointikustannukset pysyvät kohtuullisina. Koska lämmön arvo on investoinnin kannalta hyvin merkittävä tekijä, se näkyy heti konseptin taloudellisuudessa. Tämän vuoksi järjestelmä tulisivatkin skaalata tarkkaan ja tarkastella millaisilla kytkennöillä konseptista voisi saada tuloa useammista lähteistä, kun aurinkokeräimiä käytettäisiin ajokauden mukaan eri tarkoituksiin. Esimerkiksi monipuolinen aurinkokeräimien kytkentä lämpöpumppujen lisäksi kaukolämpöverkkoon tai absorptiojäähdyttimille tai muihin esilämmityksiin voisi vähentää riippuvuutta lämmön arvosta.



Kuva 40. Herkkyystarkastelu eri skenaarioilla, joissa on muutettu lämmön arvoa, sähkön hintaa, ja investointikustannusta.

Aurinkojäähdytys

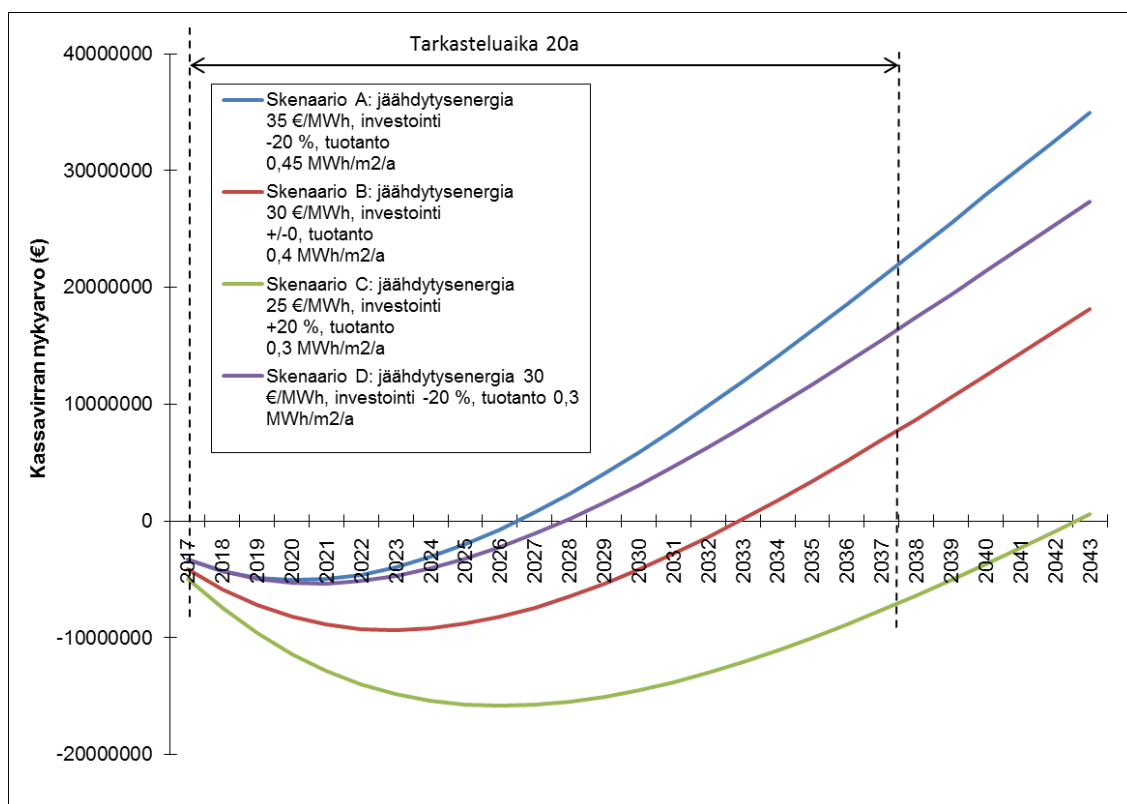
Jäähdytyskonseptissa kiinnostavat parametrit olivat jäähdytysenergian arvo, investointikustannukset, aurinkokeräimien tuottama lämpöenergiämäärä vuodessa, sekä diskonttokorko. Herkkyystarkastelukuvaajassa (Kuva 41) jäähdytyksen arvon vaikutus on sama kuin aurinkokeräimien tuotolla, koska niiden tulo muodostaa osan investoinnin tulokassavirrasta. Investointi ei ole herkkä jäähdytysenergian arvon vaihtelulle, aurinkokeräimien tuoton ohella, kiinteiden vuosittaisten tulojen takia. Diskonttokoron kasvattaminen ei sinänsä kaada investointia, vaikka sitä kasvatettaisiin 8 % asti (kuvaajassa +60 % muutos). Investointikustannuksen muutoksella on suurin vaikutus investoinnin taloudelliseen kannattavuuteen. Jos konseptille olisi mahdollista saada aurinkolämpöön liittyviä tukia, investoinnin kumulatiivinen nettonykyarvo olisi huomattavasti suurempi 20. vuonna. Investoinnin kustannusarviossa pyrittiin huomioimaan yllättäviäkin kuluja, joita järjestelmän sijoituspaikka voisi aiheuttaa, kuten projektointikulut, muuttuvat kustannukset kuten huoltokulut sekä putkilinjojen materiaalit ja asennukset.



Kuva 41. Kuvaaja havainnollistaa kuinka jäähdytyksen arvon (€/MWh), investointikustannuksen, ja diskonttokoron prosentuaalinen muutos vaikuttavat investoinnin kumulatiivisen nettonykyarvon kehitykseen.

Myös jäähdytyskonseptille tehtiin skenaariotarkastelu (Kuva 42), jossa parametreja on muutettu samanaikaisesti, jotta nähdään mikä niiden yhteisvaikutus investoinnin kannattavuudelle on. Skenaario A edustaa melko optimistista arviota konseptin taloudellisuudesta. Siinä jäähdytysenergian arvo on hieman kasvanut 30 €/MWh referenssitason nähden, investointikustannuksia on saatu karsittua, tai konseptille on saatu merkittäviä tukia. Lisäksi aurinkokeräimet tuottavat odotettua paremmin lämpöenergiaa absorptiojäähdyttimelle, esimerkiksi sen seurauksena, että absorptiojäähdyttimelle menevän lämpötilan ei tarvitse olla ihan 94 °C, vaan jo 75–85 -asteinen vesi riittää, jolloin aurinkokeräimet toimivat paremmin. Konservatiivisin skenaario on C, jossa jäähdytyksen arvo laskee oletustasosta, hankintakustannukset kasvavat ja aurinkokeräimien tuotanto on odotettua heikompaa. B-skenaario edustaa oletustasoa, johon ei ole sisällytetty mitään mahdollisia tukia. Kun B-skenaariota verrataan D-skenaarioon, nähdään, että investointikustannusten

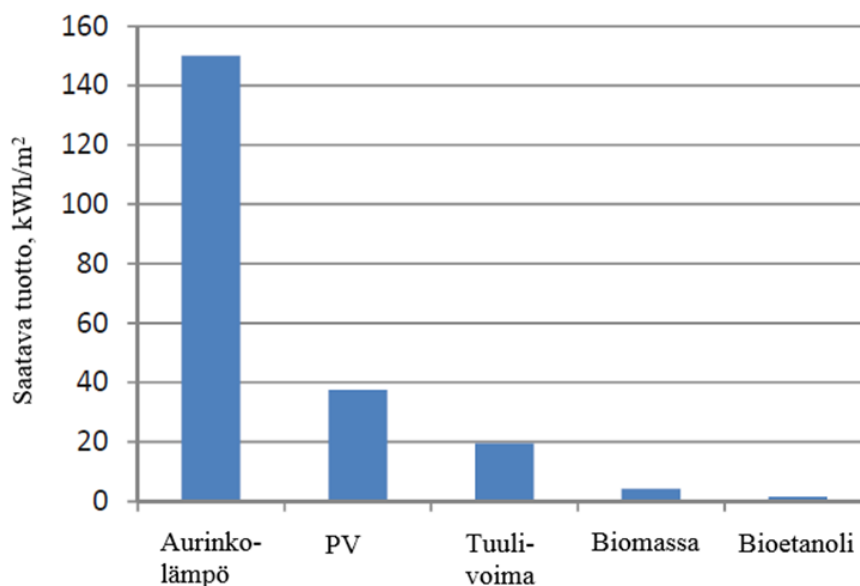
vähentäminen vaikuttaa kannattavuuteen enemmän (D) kuin aurinkokeräimien tuoton väheneminen (B). Tämän vuoksi realistisen kustannusarvion tekeminen ja sijoituspaikan arviointi ovat tärkeitä jäähdytysratkaisun onnistumisen kannalta.



Kuva 42. Kuvaaja havainnollistaa kuinka jäähdytyksen arvon (€/MWh), investointikustannuksen, ja diskonttokoron prosentuaalinen muutos vaikuttavat investoinnin kumulatiivisen nettonykyarvon kehitykseen.

7.5.1 Aurinkokaukolämpölaitoksen ja biolaitosten vertailu

Suomessa suuri osa uusiutuvasta energiasta tuotetaan biolaitoksilla, minkä vuoksi työssä vertaillaan aurinkolämmön ja biolämmön tuotantoa, niihin liittyviä investointeja ja kannattavuuslaskelmien tunnuslukuja. Aurinkolämpöjärjestelmistä saatava teho on melko matala kiinteitä polttoaineita käyttäviin tuotantomuotoihin verrattuna eli energiatiheys on melko pieni. Toisaalta, jos aurinkolämmön pinta-alalta saatavaa energiamäärää verrataan muihin energiantuotantomuotoihin, aurinkolämpö esiintyy edukseen. Dalenbäckin (2018) mukaan yhdellä hehtaarilla biomassaa voidaan tuottaa vuodessa 1–40 MWh energiaa, riippuen biomassan laadusta (liite 15). Lauhanen et al. (2014, s. 37) sen sijaan esittävät, että biomassan energiapotentiaali on jopa 130 MWh hehtaaria kohden kuusien kantoja hyödyntäessä. SDH-projektin (2012) mukaan aurinkolämmöllä sen sijaan voidaan yhden hehtaarin aurinkokeräimillä tuottaa 500–2000 MWh lämpöenergiaa vuodessa, mikä on noin 50-kertainen määrä lämpöenergiaa hehtaarilta biomassaan verrattuna. Myös aurinkosähköön verrattuna aurinkolämmöllä pystytään tuottamaan enemmän lämpöenergiaa, mitä voidaan perustella aurinkokeräimien merkittävästi paremmalla hyötysuhteella (Kuva 43). SDH:n (2012) arvion perustana on käytetty oletusta, että aurinkolämpölaitos hyödyntää 15 % saatavissa olevasta auringonsäteilystä, ja että aurinkopaneelien tuotannon osuus on neljäsosa aurinkokeräimien tuotannosta. Lisäksi SDH:n (2012) vertailussa oletettiin, että biomassaa käytetään 1000 tonnia neliökilometriltä, lämpöarvon ollessa 15 MJ/kg. Bioetanolin oletettiin olevan lämpöarvoltaan 22 MJ/l, ja sitä saadaan tuotettua yhdestä kilogrammasta biomassaa yhdenneljäosan verran. Tuulivoimaloille oletettiin huipunkäyttöajaksi 2400 tuntia, ja huipputehoksi neliökilometriä kohden 8 MW.



Kuva 43. Vuosittainen saatava energiamäärä eri energiantuotantotavoilla pinta-alaa kohden, muokattu lähteestä SDH 2012.

IRENA:n (2018) mukaan metsäpuulastujen tehollinen lämpöarvo on 9,1 MJ/kg kuiva-ainetta. Jos yhdeltä hehtaarilta kuusimetsää saataisiin 3800 kg puuta, niin energiaa saisi tällä määrällä tuotettua 96 055 55 Wh eli 9,6 MWh. Runkopuuta ei kuitenkaan Suomessa käytetä energiantuotantoon, vaan lähinnä latvustoa, tähteitä, sahanpurua ja niin edelleen. Näin ollen aurinkolämpöä voidaan pitää tehokkaampana tilan käytön näkökulmasta, koska biomassan kasvattamiseen kuluu paljon aikaa, ja saman energiamäärän tuottamiseen tarvitaan merkittävästi enemmän pinta-alaa, jolloin hiilinielujen määrä pienenee. Mikäli hiilinielujen määrään aletaan kiinnittämään enemmän huomiota tulevaisuudessa, aurinkolämpö voi näyttäytyä entistä kannattavampana vaihtoehtona biopohjaiseen energiantuotantoon verrattuna erityisesti kesäisin. Lisäksi biomassan kuljetuskustannukset kasvattavat biopolttoaineen hankintakustannusta ja elinkaarenaikaisia päästöjä. Pelletin ja hakkeen hankintakustannukset tulevat todennäköisesti kasvamaan tulevaisuudessa (Mäkelä 2018).

Aurinkolämpöjärjestelmissä investointikustannus on tavallisesti suuri, mutta ylläpitokustannukset lähes marginaaliset, koska polttoaine on ilmaista eikä sitä tarvitse käsitellä. Investointikustannukset eivät kuitenkaan kerro riittävästi laitoksen kustannustehokkuudesta, vaan sitä voidaan kuvata paremmin tuotantokustannuksilla. Suurilla teollisilla aurinkokaukolämpöjärjestelmillä tuotantokustannus on voinut olla jopa 37 €/MWh (Mauthner & Herkel 2016). Aurinko- ja biolaitoksien investointiarvioiden pohjalta tehtiin taloudellisten tunnuslukujen vertailu kahdessa eri kokoluokassa (Taulukko 11).

Kustannusarvioissa oletettiin, että biolaitosten käyttö- ja kunnossapitokulut ovat 5 €/MWh, minkä lisäksi vuosittaiseen käyttöön kuuluu polttoaineen hankintahinta, mikä riippuu huipunkäyttöajasta. Käynnistyksessä biolaitokset käyttävät öljyä, yleensä kevyttä polttoöljyä, mitä poltetaan polttimella, jonka mitoitus-teho on 30–40 % kattilan polttoainetehosta. Pellettilaitoksien kohdalla investointien oletettiin olevan teholtaan 15 MW laitokselle 300 k€/MW ja 30 MW laitokselle 250 k€/MW, ja 15 MW hakelaitokselle 500 k€/MW ja 30 MW hakelaitokselle 450 k€/MW (Kuitunen 2018). Lisäksi oletettiin, että laitos laitetaan päälle kerran vuodessa, eli käynnistyskustannus sisällytettiin vuosittaiseen käyttö- ja kunnossapitokustannukseen. Käytännössä pellettilaitokset toimivat yleensä

huippulaitoksina, eli niitä käynnistetään ja ajetaan alas useammin, mutta näissä laskelmissa niillekin oletettiin vain yksi käynnistys. Laskelmissa oletettiin myös, että kaukolämmön arvo kasvaa vuosittain 2 %, mutta biolaitosten kohdalla myös polttoaineiden kustannukset kasvavat – pelletillä 2 % ja hakkeella 4 % vuosittain. Kun lämmön rajahinta haetaan nettonykyarvomenetelmän avulla, näiden komponenttien prosentuaalinen kasvu huomioidaan. Laskennassa oletettiin pelletin hinnaksi ensimmäisenä vuonna 32 €/MWh ja vastaavasti hakkeelle 25 €/MWh (Mäkelä 2018, Saukkonen 2018).

Taulukko 11. Aurinkokaukolämpölaitoksien ja biolaitoksien tuotantokustannusvertailu.

<i>Laitos ja taloudelliset tunnusluvut</i>	Aurinko-lämpö, 14,1 MW, 20 000 m ²	Hakelaitos, 15 MW	Pellettilaitos, 15 MW	Aurinko-lämpö, 30,1 MW, 43 000 m ²	Hakelaitos, 30 MW	Pellettilaitos 30 MW
<i>Investointikustannus, M€</i>	3	7,5	4,5	7	13,5	7,5
<i>Keräin-kustannus, €/m²</i>	150	-	-	163	-	-
<i>Käyttö- ja kunnossapitokustannus, M€/a</i>	0,03	0,5	0,2	0,07	0,9	0,4
<i>Polttoainekustannus, M€/a</i>	-	2,3	1,2	-	4,5	2,4
<i>- pelletillä +2 % / v</i> <i>-hakkeella +4 % / v</i>						
<i>Huipun-käyttöaika, h</i>	681	6000	2500	686	6000	2500
<i>Tuotettu energiamäärä, MWh/a</i>	9 600	90 000	37 500	20 640	180 000	75 000
<i>Suora TMA</i>	8	5	10	9	4	8
<i>Korollinen TMA (5 %)</i>	18	9	20	19	8	16
<i>IRR %</i>	14,7	28,4	12,2	13,2	32,9	15,4
<i>Lämmön rajahinta (NNA 20 v.)</i>	42	41	48	45	41	46

Koska liitteen 13 LCOE-laskukaava ei huomioi polttoaineiden hintojen ja kaukolämmön arvon vuotuista kasvua, nettonykyarvomenetelmällä laskettuna lämmön arvon rajahinta 20. vuonna ei ole sama kuin LCOE-kaavalla laskettu tuotantokustannus. Tämän vuoksi nettonykyarvomenetelmällä laskettu lämmön rajahinta on realistisempi kuin tuotantokustannus liitteen 13 kaavalla laskettuna. Esimerkiksi aurinkolämmön kohdalla lämmön rajahinta on hieman pienempi kuin jos tuotantokustannus laskettaisiin liitteen 13 kaavalla,

kun lämmön arvolle on asetettu nettonykyarvomenetelmässä 2 % vuotuinen kasvu, jolloin tulokassavirta on vuosittain kasvava.

Laskelmien mukaan kaikilla tämän kokoluokan laitoksilla lämmön raja-arvo olisi 40–50 €/MWh. Jos esimerkiksi teholtaan 14,1 MW aurinkolämpölaitos saisi vielä erikseen uusiutuvaan energiaan liittyvää investointitukea 20 %, lämmön raja-arvo voisi olla sillä jopa 35 €/MWh. Laskelmien tuloksien perusteella voidaan todeta, että pellettilaitokset sopivat hyvin huipunkäyttölaitoksiksi, koska niiden kohdalla lämmön raja-arvo on suurin, ja koska ne käynnistyvät nopeammin kuin esimerkiksi hakelaitokset. Vastaavasti hakelaitokset toimivat peruskuormalaitoksina, ja niillä onkin tässä kokoluokassa kilpailukykyisin energian tuotantokustannus. On kuitenkin huomionarvoista, että laskelmissa on käytetty lämmön arvolle keskimääräistä 48,9 €/MWh arvoa, vaikka todellisuudessa kaukolämmön arvo vaihtelee kauden mukaan. Pellettilaitoksia käytetään eniten talviaikaan, jolloin lämmön arvo on korkeampi, ja aurinkolämpöä kesäaikaan, jolloin arvo on kaikkein matalin. Hakelaitokset ajavat melko tasaista kuormaa, joten niidenkin kohdalla lämmön arvo, joka on tulon perustana, vaihtelee merkittävästi. Jos jollain aurinkokaukolämpöratkaisulla saataisiin esimerkiksi jonkinlaisen investointituen avulla tuotantokustannus alle 40 €/MWh, sitä voisi olla hyödyllisempää käyttää kesäaikaan lämmöntuotantoon kuin hakelaitoksia.

Isot keräinkentät ovat kuitenkin tiiviissä kaupungissa haasteellisia. Uusiutuvan energian lisääminen edellyttää myös tilantarpeiden huomioimista aluesuunnittelussa, jotta aurinkolämpöjärjestelmät yleistyisivät kaupunkialueilla (Hukkalainen 2018). Suuret aurinkolämpöjärjestelmät voivat vaatia kaupunkisuunnittelun näkökulmasta erityistä panostusta sopivien sijaintien löytämiseksi kaupunkiympäristöstä. Toisaalta on huomionarvoista, että maa-alueiden arvo kaupunkialueilla voi olla paljon korkeampi kuin muualla. Kaupungeissa, joissa aurinkolämmön tuotantoa on, pyritään sijoittamaan aurinkokeräimiä alueille, jotka eivät sovellu rakentamiseen tai virkistysalueiksi. Esimerkiksi pohjavesi-suojelualueet, täyttömaa-alueet, vanhat kaatopaikat tai muuten pilaantunut maaperä voivat olla otollisia sijoituspaikkoja keräinkentälle. Esimerkiksi Arcon-Sunmarkin Helios-projektin hybridilaitoksessa aurinkokeräinkenttä on sijoitettu vanhan kaatopaikka-alueen päälle, jonka kaasu hyödynnetään CHP-laitoksessa (Eijbergen 2018). Keski-Euroopassa on myös usein sijoitettu aurinkokeräimiä tai -paneeleita lentokenttien läheisyyteen. (Prutsch 2018, Eijbergen 2018, Holter 2018.) Aurinkolämpölaitosten sijoittaminen tiheästi rakennetuille kaupunkialueille voi olla kuitenkin myös yleisesti hyväksyttävämpää kuin muut energiantuotantomuodot, ja jossain määrin myös nostaa alueen tai kiinteistöjen arvoa. Mikäli biomassan käyttö energiantuotannossa lisääntyy, voi kestävyyskriteerien uudelleenmäärittelyn lisäksi tulla haasteita polttoaineen saatavuuden suhteen.

Keskeinen haaste aurinkolämpöön liittyen on tuotannon vaihtelevuus, kun taas esimerkiksi biopolttoaineella voidaan tuottaa tehoa tasaisesti vuodenajasta riippumatta. Tämän vuoksi aurinkolämpöä olisi hyödyllisintä käyttää kesällä silloin, kun aurinkolämpöä on saatavilla ja biolaitoksia silloin, kun lämmön arvo on korkeimmillaan. Myös brändiarvo tai maisemallinen lisäarvo voi kuitenkin olla aurinkolämmöllä merkittävämpää kuin biolaitoksilla. Yksi keskeisimmistä aurinkolämpöjärjestelmien hyödyistä on lopulta hiilidioksidipäästöjen ja ilmansaasteiden määrän pienentäminen, mahdollisuus hyödyntää olemassa olevaa kaukolämpöverkkoa, luoda uudenlaista liiketoimintaa ja tuoda muiden tuotantomuotojen polttoainehankintoihin liittyviä kustannussäästöjä. Kannattavuuslaskelmien mukaan aurinkokaukolämpö olisi teollisessa kokoluokassa kannattavaa, ja tuotantokustannus on mahdollista saada alle 40 €/MWh. Pöyry Management and Consultingin

(2013) Energiateollisuus ry:lle tekemässä tutkimuksessa 5 hehtaarin aurinkokaukolämpökentälle saatiin tuotantokustannukseksi 46,5 €/MWh, mikä tukee työssä tehtyjä laskelmia. Aurinkokeräimien ja -järjestelmien kustannukset ovat laskeneet vuodesta 2013, joten työssä laskettujen tuotantokustannusten voidaan arvioida olevan melko realistisia. Maailman suurimman, teholtaan 110 MW, aurinkokaukolämpölaitoksen investoinnin kustannuksia ja kannattavuutta verrattiin vastaavan kokoisiin biolaitosinvestointeihin, joissa käytettävänä polttoaineina on pelletti ja hake. Kokoluokka valittiin sen perusteella, että tämän aurinkokaukolämpölaitoksen investointikustannukset olivat tiedossa, ja koska biolaitoksienkin kohdalla saadaan skaalauksetua laitospinta-ala kasvattaessa. Laitosten kustannuksia ja kannattavuuslaskelmien tunnuslukuja on koottu taulukkoon 13. Biolaitosinvestoinneissa muut kuin investointikustannukset ovat selvästi suuremmat kuin aurinkolämmöllä, mutta vastaavasti aurinkolämmön huipunkäyttöaika ei ole yhtä suuri, eikä laitosta voida käyttää kaikkina sesonkeina, mikä vaikuttaa laitoksesta saatavissa olevaan tuottoon niin energiamäärän kuin myyntitulon kautta. Huipunkäyttöaika määritellään aurinkokeräimien arvioidun tuoton, keräinpinta-alan ja huipputehon kautta seuraavasti

$$\text{Huipunkäyttöaika} = \frac{0,48 \frac{\text{MWh}}{\text{m}^2/\text{a}} \cdot 156\,000 \text{ m}^2}{110 \text{ MW}} = 681 \text{ h/a} \quad (7.12)$$

Kannattavuuslaskelmien (Taulukko 12) perusteella voidaan todeta, että esimerkiksi aurinkokaukolämpölaitoksen lämmön raja-arvo on tällä skaalauksella matalin, 45 €/MWh, mutta hakelaitoksen vastaava luku ei häviä aurinkolämmölle paljoakaan, sen ollessa 50 €/MWh. Vastaavasti pellettilaitoksen raja-arvo selvästi korkein (63 €/MWh). Raja-arvot määriteltiin siten, että kannattavuuksia laskettiin nettonykyarvomenetelmällä Excelillä, jossa tulevan kassavirran määrään vaikutti vuodessa saatavissa oleva energiamäärä ja lämmön arvo. Rajahinta kuvaa lämmön arvoa, jolla investoinnin kumulatiivinen nettonykyarvo on laskelmassa positiivinen 20. vuoden kohdalla. Aurinkokaukolämmön korollinen takaisinmaksuaika on 19 vuotta, ja vastaavasti hakelaitoksella 23 vuotta, kun diskonttokorko on 5 %. Myös sisäinen korkokanta on aurinkokaukolämmöllä hieman parempi. Pellettilaitos ei vuotuisella keskimääräisellä lämmönhinnalla (48,9 €/MWh) ole taloudellisesti kannattava investointi. Ilman diskonttokorkoa takaisinmaksuaika on noin 20 vuotta, mutta korolla laskettuna takaisinmaksu venyy useisiin kymmeneen vuosiin. Nettonykyarvomenetelmässä oletettiin kaukolämmön hinnan kasvavan 2 % vuodessa kuten aiemmissakin laskelmissa. Lisäksi hakkeen hinnan oletettiin kasvavan 4 % ja pelletin 2 % vuosittain.

Taulukko 12. Suuren aurinkokaukolämpölaitoksen ja biolaitoksien investointien taloudellinen vertailu. Aurinkokaukolämpölaitoksen tuottama energiamäärä perustuu työssä tehtyyn arvioon, mutta Danish District Heating Associationin mukaan energiamäärä voisi olla jopa 3000–4000 MWh enemmän.

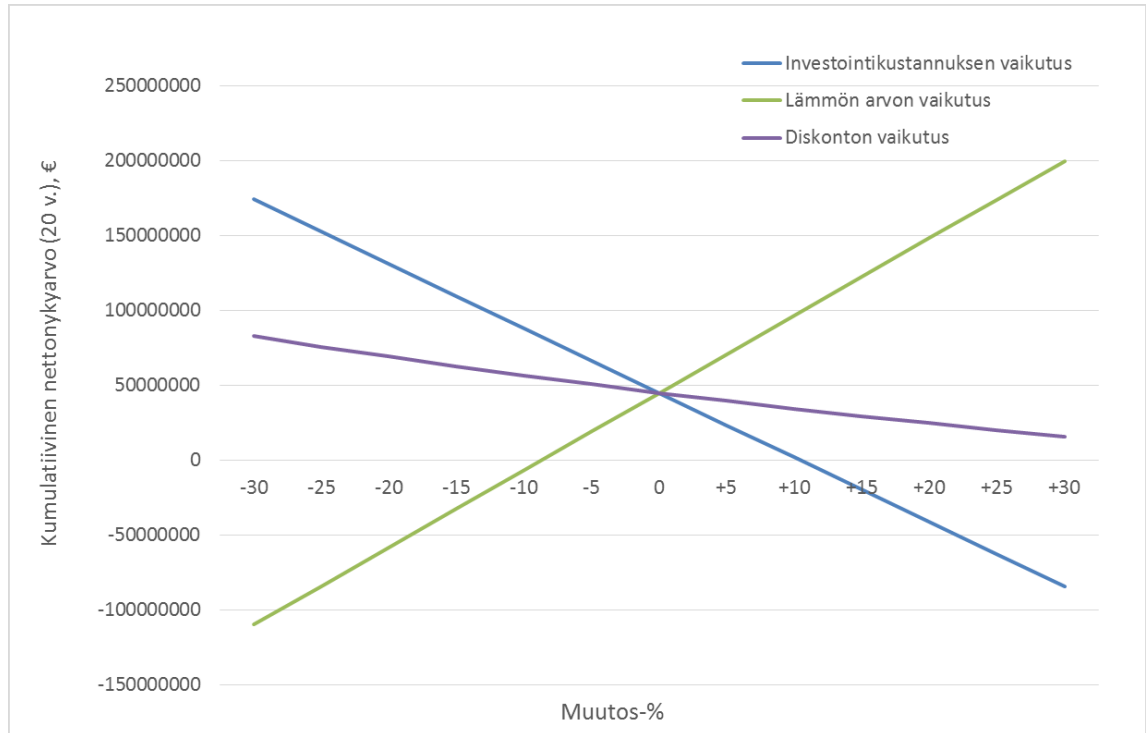
	<i>Aurinkolämpölaitos</i>	<i>Hakelaitos</i>	<i>Pellettilaitos</i>
Investointikustannus, M€	32	112	65,4
Kiinteät käyttökustannukset, M€/a	0,32	1,6	0,6
Muut muuttuvat käyttökustannukset, M€/a	-	1,9	2
Kp-kustannukset yhteensä, M€/a	0,32	3,6	2,6
Huipunkäyttöaika, h	n. 681	6000	2500
Pelletin hinta 32 €/MWh + 2 % vuosittain	-	-	32
Hakkeen hinta 25 €/MWh + 4 % vuosittain	-	25	-
NNA (20 v.), M€	+47,4	-52,6	-527,2
Korollinen TMA, v.	19	23	Ei ole
Suora TMA	9	10	20
IRR %	12,4	9,7	0,61
Saatava energiamäärä (MWh/a)	74 884	660 000	275 000
Lämmön rajahinta (€/MWh), jolloin nettohyötyarvo (20 v) on positiivinen	45	50	63

Bio- ja aurinkotuotanto ovat hyvin erilaisia käyttötavoiltaan ja huipunkäyttöajassa sekä saatavassa energiamäärässä on merkittävä ero. Lämmön rajahinta ohjaa käyttämään laitosta silloin, kun lämmöstä saatavan hinnan arvo on enemmän kuin rajahinta. Kesäisin lämmön arvo on matalampi kuin talvikaudella, minkä vuoksi edullisempaa tuotantoa on hyödyllistä käyttää kesäisin. Biolaitoksia voidaan käyttää mihin vuodenaikaan tahansa, mutta niitä ei ole taloudellisesti järkevää käyttää silloin, kun lämmön arvo on matalalla, eli kesäisin. Myös aurinkolämmön käyttöä rajoittaa se, että kesällä aurinkolämpötuotannon ollessa suurinta, lämmön arvo on matalalla pienen lämmönkulutuksen vuoksi. Investointilaskelmille tehtiin myös herkkyysanalyysit investointeihin liittyvien kriittisimpien parametrien tunnistamiseksi.

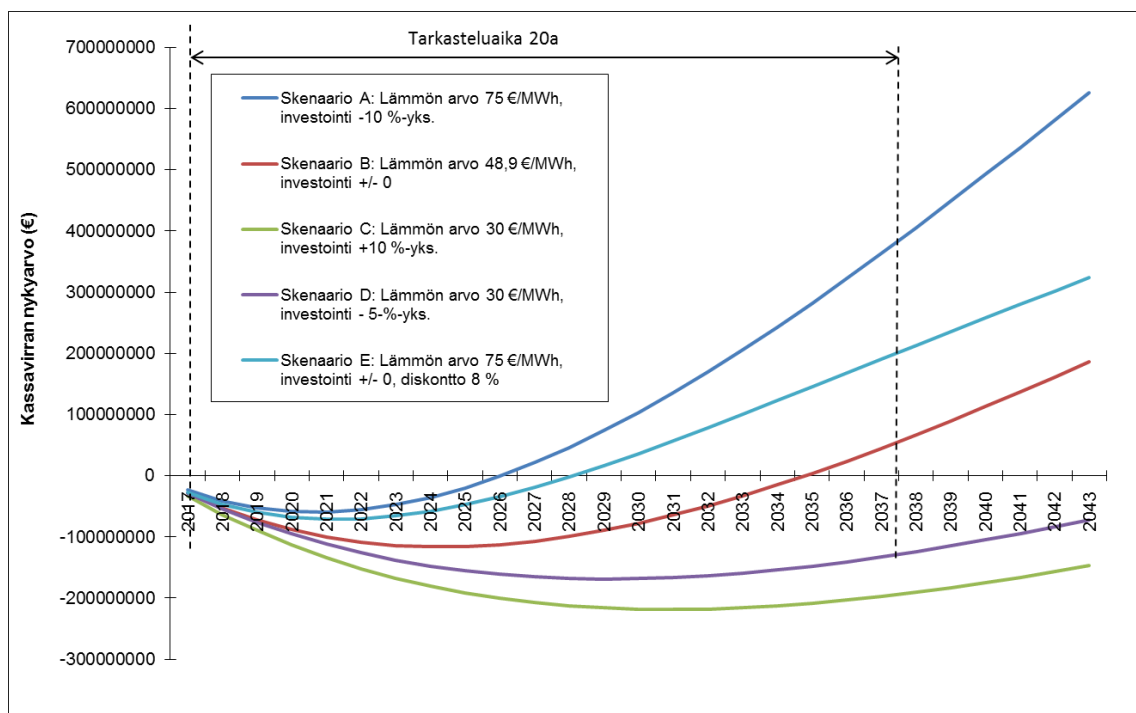
Aurinkokaukolämpölaitos 110 MW

Suuren aurinkokaukolämpölaitoksen kohdalla kriittisimmäksi parametriksi investoinnissa osoittautui lämmön arvon vaikutus (Kuva 44). Jos lämmön arvo laskee 10 prosenttiyksikköä, investointia ei ole kannattavaa toteuttaa. Toiseksi eniten vaikuttaa investointikustannus – jos se kasvaa yli kymmenellä prosenttiyksiköllä, myöskään tällöin investoinnin toteutukselle ei ole taloudellisia perusteita. Sen sijaan diskontto vaikuttaa melko vähän kumulatiiviseen nettohyötyarvoon, vaikka se kasvaisi 6,5 %:ttiin (muutos +30 %). Kun näin suurta aurinkokaukolämpölaitosta verrataan pienempään, mutta muuten saman-

laiseen laitokseen (Kuva 37), huomataan sen olevan paljon kustannustehokkaampi ratkaisu. Näin ollen valtavat aurinkokaukolämpölaitokset eivät välttämättä ole taloudellisesti vakaita ratkaisuja, ja mittakaavahyötyä ei enää saada suuresta järjestelmästä. 110 MW:n aurinkokaukolämpölaitoksessa suhteellinen investointikustannus on suurempi (192,3 €/m²) kuin kappaleen 7.4.2 aurinkokaukolämpölaitoksessa (150 €/m²).



Kuva 44. Kuvaaja havainnollistaa lämmön arvon (€/MWh), investointikustannuksen, ja diskonttoron prosentuaalisen muutoksen vaikutusta teholtaan 110 MW aurinkokaukolämpölaitoksen investoinnin kumulatiivisen nettonykyarvon kehitykseen.



Kuva 45. Skenaariotarkastelussa havainnollistetaan erilaisia tapauksia, joissa useat aurinkokaukolämpölaitoksen investointiin vaikuttavat parametrit muuttuvat samanaikaisesti. A-skenaario kuvaa optimistisintä, ja C-skenaario pessimistisintä tapautta.

Skenaariotarkastelussa (Kuva 45) nähdään, että jos lämmön arvo on riittävän korkealla ja investointikustannuksia saadaan hieman pienennetty, investointi voi olla melko kannattava. Tässä tapauksessa diskontossa on kuitenkin kasvattamisen varaa, koska tässä se on asetettu 5 %:ttiin (A). Jos lämmön arvo on korkea, investointikustannukset pysyvät oletustasolla, mutta diskonttoa kasvatetaan, investointi on myös taloudellisesti melko kannattava (skenaario E). Konservatiivisimmissä skenaarioissa (C ja D) lämmön arvo pysyy matalalla, jolloin tulovirta ei ole riittävän suuri maksaakseen investointia takaisin, vaikka investointikustannus vähenisi 5 prosenttiyksikköä (D). Perustapauksessa (B) lämmön arvo on nykyisellä tasolla eikä investointiin tule lisäkuluja, mutta korollinen takaisinmaksuaika on silti melko suuri. B-skenaariossa investointikustannuksia täytyisi saada matalammiksi esimerkiksi aurinkolämpöön liittyvillä tuilla.

7.6 Pohdinta ja yhteenveto

Aurinkolämmön kannattavuus riippuu siitä, mitä tuotantoa sillä korvataan. Päästöt vähenvät aurinkolämpöä hyödynnetäessä, jos siihen investoitaessa ei tarvitse samalla investoida sellaisiin energiantuotantomuotoihin, jotka aiheuttaisivat lisää päästöjä. Jos aurinkolämpöä ei ole juurikaan saatavilla esimerkiksi vähäisen auringonsäteilymäärän vuoksi joinain kesinä, täytyy esimerkiksi kaupunkien lämmöntarve silti kattaa jollain muulla energiantuotantomuodolla. Jos siihen joudutaan käyttämään fossiilisia polttoaineita, aurinkolämmön käyttö ja siihen investoiminen eivät vähennä päästöjä.

Riittävän suurella kausivarastolla aurinkolämmön tuotanto voitaisiin jakaa koko vuodelle, mutta tällöin investointikustannukset kasvavat merkittävästi. Ilman kausivarastoa aurinkolämpö ei vähennä muun lämmityskapasiteetin tarvetta aurinkolämpötuotannon vaihtelevuuden takia. Sillä on kuitenkin mahdollista vähentää päästöjä ja niistä aiheutuvia kustannuksia energiayhtiöille sekä muiden tuotantomuotojen polttoainekustannuksia vuositason tasolla. Kivihiiltä aurinkolämmöllä ei ole kannattavaa korvata, jos kivihiilen hinta pysyy matalalla. Jos kivihiilen tuotantoa korvataan tulevaisuudessa esimerkiksi biolaitoksilla, aurinkolämmöllä voitaisiin vähentää biolaitoksien polttoainekustannuksia ja niihin liittyviä käynnistyskustannuksia.

Keskitetyn aurinkolämmön tuotantokustannukset ovat hajautettuja järjestelmiä pienemmät, mikä tukee kaukolämpöön liitettävien aurinkolämpöjärjestelmien, kuten aurinko-kaukolämmön, kannattavuutta. Suomessa sähkön ja kaukolämmön hinnat ovat toistaiseksi olleet melko matalalla verrattuna esimerkiksi Tanskaan, jossa aurinkolämmön hyödyntäminen on hyvin yleistä. Aurinkolämpöä ei juurikaan hyödynnetä siellä lämpöpumppujen yhteydessä, mikä voi johtua esimerkiksi sähkön korkeammasta hintatasosta. Suomessa sen sijaan tällaiset yhdistelmät voisivat diplomityössä tehtyjen laskelmien mukaan olla hyvinkin kannattavia, erityisesti kaukolämpö- ja kaukojäähdytysverkkoon liittyvien mahdollisuuksien vuoksi. Kaukolämmön matala hinta kesäisin laskee aurinkolämmön taloudellista kannattavuutta, jos aurinkolämmöllä haluttaisiin korvata nykyistä kesäaikaista kaukolämmön tuotantoa.

Kustannustehokkuus suurissa aurinkolämpölaitoksissa perustuu kaukolämpöverkon hyödyntämiseen sekä siihen, että niiden kiinteät kulut ovat paljon pienemmät kuin aurinkolämpöjärjestelmästä vuosittain saatavissa olevat tulot. Asennuskustannukset eivät kasva kovinkaan paljon keräinkentän koon kasvaessa, mikä pienentää suhteellista yksikkökustannusta suurilla järjestelmillä. Sama ilmiö pätee myös muille teollisuuslaitoksille, esimerkiksi biolaitoksille.

Suurien aurinkolämpöjärjestelmien edellyttämä pinta-ala rajaa sopivien sijoituspaikkojen määrää tiiviillä kaupunkialueella. Aurinkolämpöjärjestelmien käyttöönottoaminen kaupunkialueella vaatii tiivistä yhteistyötä aluesuunnittelun osajien kanssa soveltuvimpien maa-alueiden löytämiseksi. Katto-asennukset ovat merkittävästi kalliimpia, eivätkä sinällään verrattavissa esimerkiksi aurinkopaneeliasennuksiin, koska ne tarvitsevat vesikiertoa varten paljon putkistoa ja keräimien kuormituksen ollessa merkittävästi suurempi kuin paneeleilla. Pienet aurinkokeräinjärjestelmät voisivat soveltua katoille, mutta eivät ole toistaiseksi vielä kovin kustannustehokkaita.

Aurinkolämmön markkinat ja asennettu kapasiteetti kasvavat maailmanlaajuisesti vuosittain kustannusten madaltuessa ja markkinanäkymät ovat positiiviset. Myös Suomessa on kysyntää vaihtoehtoisille energiantuotantotavoille kivihiilen käytön loppuessa aikaisintaan vuonna 2025 ja viimeistään vuonna 2050. Fossiilisen energiantuotannon väheneminen voi kasvattaa aurinkolämmön markkinoita. Suomen hallitus on tehnyt lakiehdotuksen kivihiilen kieltämiseksi vuoteen 2029 mennessä (Työ- ja elinkeinoministeriö 2018b), millä pyritään hallituksen mukaan edistämään uusiutuvien energiantuotantomuotojen ja -lähteiden hyödyntämistä osana vuoden 2013 laadittua energia- ja ilmastostrategiaa (Työ- ja elinkeinoministeriö 2017).

Toistaiseksi poliittiset linjaukset ovat tukeneet uusiutuviin energiamuotoihin siirtymistä ja erilaisia investointitukia on saatavilla, ja tuen määrä kasvaa, mikäli energiaratkaisulla on erityistä uutuusarvoa. Poliittinen päätöksenteko voi aiheuttaa epävarmuutta investointipäätöksiin, kun aurinkolämpöjärjestelmien kustannukset painottuvat merkittävästi alkuinvestointiin. Toisaalta, auringonsäteilyä on kuitenkin saatavilla kaikkialla, eikä sillä ole polttoainekustannuksia, jolloin siihen ei liity samanlaisia toimitusvarmuustekijöitä kuin muihin, kiinteitä polttoaineita vaativiin energiantuotantomuotoihin. Toistaiseksi Suomessa on ollut aurinkolämpöä edullisempaa lämmöntuotantoa kesäisin saatavilla, mutta kustannustehokkaimpia aurinkolämpöjärjestelmiä ei ole Suomessa toteutettu. Lisäksi energiantuotantotavat tulevat muuttumaan kivihiilen käytön vähentyessä merkittävästi. Euroopassa on kuitenkin olemassa aurinkolämpölaitoksia, jotka ovat kustannuksiltaan kilpailukykyisiä Suomessa käytettyihin tuotantomuotoihin verrattuna.

Aurinkolämmön hyödyntäminen lisää energiaomavaraisuutta ja kotimaisuusastetta vähentäen hiilidioksidi- ja hiukkaspäästöjä, ja parantaen paikallisesti ilmanlaatua. Tätä on tutkittu kokeellisesti (Erdenedavaa et al. 2018). Aurinkolämpöjärjestelmien valmistamisen energiatakasinmaksuaika on alle neljä vuotta ja työssä tehtyjen laskelmien perusteella suurien aurinkokaukolämpöjärjestelmien takaisinmaksuajat jopa korot huomioiden alle 10 vuotta. Aurinkolämpö on teknologiana kypsää ja yksinkertaista. Kuitenkin aurinkolämpöön liittyvä tietotaito ja kokemus siitä ovat toistaiseksi melko vähäisiä, minkä takia teknologia voidaan kokea vaikeasti käyttöönotettavaksi.

Aurinkoenergialla voidaan vähentää erityisesti kesäkaudella muiden polttoainetta vaativien tuotantomuotojen, kuten bio-, kaasun-, öljy- ja kivihiililaitosten käyttöä, jolloin säästöä syntyy polttoainekustannusten ja laitosten kesäaikaisten käynnistyskustannusten suhteen. Isot aurinkokaukolämpö- ja prosessilämpöjärjestelmät ovat yleistyneet, mutta pienempien kiinteistökohtaisten järjestelmien määrän kasvu on hieman hidastunut. Tämä johtuu pääosin siitä, että isommat järjestelmät ovat kustannustehokkaampia ja helpommin käyttöönotettavissa ja asennettavissa. Suuret aurinkolämpöjärjestelmät ovat toteutettavissa myös Suomessa, sillä esimerkiksi olemassa olevat kaukolämpöverkot mahdollistavat aurinkolämmön tehokkaan siirtämisen eri kulutuskohteisiin. Lisäksi kustannustehokkammissa aurinkokaukolämpöratkaisuisa kaukolämpöverkon täytyy olla melko lähellä

aurinkokeräimiä, jotta maanrakennus- ja putkistotöihin liittyvät kustannukset eivät kasvata liiaksi investointikustannusta.

Kaukolämpöverkkoon liitettävät järjestelmät eivät välttämättä vaadi erillistä lämpövarastoa, sillä kaukolämpöverkko toimii joustavasti akkuna myös suurilla aurinkolämpöjärjestelmillä ja jos sillä halutaan korvata kalliimpaa kesäajan energiantuotantoa. Koska matalimmat tuotantokustannukset ovat tutkimuksien mukaan saavutettavissa ilman kausivarastointia, konsepteihin ei välttämättä kannata liittää kausivarastointia.

Tulevaisuudessa myös kesäajan kaukolämpöhinnat voivat kallistua kivihiilipohjaisen yhteistuotannon poistuessa käytöstä, mikä on toistaiseksi vastannut osittain kesäajan lämmöntuotannosta. Aurinkolämpöä voidaan kuitenkin toteuttaa mitä erilaisimmissa kohteissa, niin asuinrakennuksissa kuin kaupallisissa kiinteistöissä tai teollisuuden kohteissa, sekä käyttöveden, höyryn että lämpimän veden tuotantoon. Aurinkolämmön kustannukset ovat myös laskeneet teknologian yleistyessä ja markkinoiden kasvaessa. Aurinkoenergia on yleisesti ottaen hyväksyttävää ja voidaan nähdä brändi- ja imagoarvoa nostavana valintana. Näin ollen siihen liittyykin uusia liiketoimintamahdollisuuksia, mitä lisäävät myös useat erilaiset toteutusmahdollisuudet, esimerkiksi jäähdytysratkaisujen ja lämpöpumppujen tapauksessa. Aurinkolämmön eduista ja haitoista tehtiin SWOT-analyysi (Taulukko 13).

Taulukko 13. SWOT-analyysi aurinkolämmöstä.

<i>Vahvuudet</i>	<i>Heikkoudet</i>
<ul style="list-style-type: none"> – Uusiutuvaa energiaa – Hyväksyttävää – Pienet ylläpitokustannukset – Yhdistettävissä helposti muihin tuotantomuotoihin – Päästöttömyys ja päästövähennykset – Ilmainen polttoaine 	<ul style="list-style-type: none"> – Riippuvainen säästä – Tuotanto enimmäkseen kesäkaudella – Melko matala huipputeho – Suuri tilan tarve – Kattointegointi kallista, mikä rajaa konseptimahdollisuuksia – Pienten järjestelmien pilotointi kallista – Maanrakennustyöt kalliita – Pieni huipunkäyttöaika
<i>Mahdollisuudet</i>	<i>Uhat</i>
<ul style="list-style-type: none"> – Uusiutuvan energian osuuden kasvattaminen – Joustava käyttö lämpövarastojen kanssa myös kesäkauden ulkopuolella – Jäähdytyssovellukset – Alenevat yksikkökustannukset – Brändiarvo – Poliittinen päätöksenteko – Uudet asuinalueet – Integrointimahdollisuudet muiden tuotantomuotojen kanssa – Uudet liiketoimintamahdollisuudet ja hinnoittelu 	<ul style="list-style-type: none"> – Kaukolämmön hinnan lasku – Suuret investointikustannukset – Odotettua huonompi lämmöntuotto – Kaukolämpöverkon korkeat lämpötilatasot

Aurinkokaukolämpöjärjestelmiä voisi olla hyödyllistä käyttää esimerkiksi biolaitosten rinnalla niin, että aurinkolämmöllä katetaan osa kaukolämpökuormasta biolaitosten revisioiden aikaan, jotta kalliimpia tuotantomuotoja ei tarvitsisi käyttää. Biolaitoksilla kustannuksia syntyy myös käynnistys- ja alasajovaiheissa, kun niiden yhteydessä joudutaan polttamaan öljyä (Kuitunen). Jos jollain laitoksella on erityisen paljon käynnistyskäy-
 tä

alasajoja, voisi aurinkolämmöllä välttää näitä kustannuksia, jos sen avulla laitoksia ei tarvitse käynnistää tai ajaa alas ollenkaan. Lisäksi biolaitosten käyttäminen minimikuormalla ei ole välttämättä hyötysuhteen kannalta optimaalista, minkä vuoksi voi olla kustannustehokkaampaa kattaa osa kesäaikaisesta kaupungin lämmöntarpeesta aurinkolämmöllä, sen sijaan että esimerkiksi hakelaitosta joudutaan ajamaan osakuormalla. Aurinkolämpöjärjestelmien ja biolaitosten muuttuvien kustannusten erot eivät välttämättä ole niin suuret, että aurinkolämpöjärjestelmän investointi maksaisi itseään takaisin vain muuttuvien kustannusten erotuksella, mutta jos niistä saadaan tuloa myös muuta kautta eri lähteistä, kuten jäähdytyksestä, investointi voi olla paljon kannattavampi. On myös huomionarvoista, että matalalla lämpötilatasolla aurinkokeräimien teho ja hyötysuhde ovat merkittävästi paremmat, kuin jos niillä haluttaisiin nostaa veden lämpötila hyvin korkeaksi. Esimerkiksi lämpöpumpun kanssa toimiessaan aurinkolämpö voi olla arvokkaampaa kuin ilman lämpöpumppua, eli järjestelmän komponenteista saadaan enemmän hyötyä yhdessä kuin erikseen, ja juuri tässä piilee aurinkolämpöjärjestelmien potentiaali.

8 Johtopäätökset

Diplomityön tavoitteena oli tutkia, miten ja missä aurinkolämpö on parhaiten teknistaloudellisesti hyödynnettävissä ja sovellettavissa. Työn tulosten pohjalta voidaan todeta, että aurinkolämpöä voidaan toteuttaa teknisesti sekä keskitetysti että hajautetusti. Pienet aurinkokeräinjärjestelmät voisivat soveltua katoille, mutta eivät ole toistaiseksi vielä kovin kustannustehokkaita. Taloudellisesta näkökulmasta on kuitenkin kustannustehokkainta toteuttaa useiden tuhansien keräineliöiden kokoinen järjestelmä, joka yhdistetään kaukolämpöverkkoon. Lämpövarasto kasvattaa investointikustannusta, mutta voi tuoda kustannussäästöjä, jos sen avulla voidaan tasata kaukolämpötuotantoa. Tänä päivänä kustannustehokkaimmat sovellukset ovat aurinkokaukolämpölaitoksia, joiden yhteydessä on lyhytaikainen lämpövarasto. Aurinkolämpöä on teknisesti mahdollista hyödyntää kiinteistöissä, mutta kiinteistökohtaiset järjestelmät eivät ole vielä toistaiseksi kustannustehokkaita, mikäli keräimet sijoitetaan kattopinnoille.

Aurinkolämpökonseptien potentiaali piilee siinä, mistä näiden konseptien investointien myyntitulo koostuu. Kaukolämpöön ja lämmitykseen liittyvissä konsepteissa investointin tulo koostuu lämpöenergiasta saatavasta tulosta. Jos aurinkolämpöjärjestelmä asennetaan esimerkiksi uudelle asuinalueelle, jossa ei vielä ole kaukolämpöverkkoa, investoinnin tulokassavirta koostuu energian lisäksi myös tehokapasiteetti- ja liittymismaksuista, jolloin investointi maksaa itsensä tehokkaammin takaisin. Myös aurinkojäähdytyskonseptit voivat olla taloudellisesti kannattavia aurinkolämpösovelluksia kaukojäähdytysverkon alueella, jolloin tulokassavirta koostuu myös jäähdytysenergiasta saatavan tulon lisäksi tehokapasiteetti- ja liittymismaksuista.

Aurinkolämpötuotannon määrä kasvaa globaalisti, huolimatta vuoden 2014 tapahtuneesta kapasiteetin kasvun hidastumisesta. Koska uusiutuvan energiantuotannon määrää pyritään jatkuvasti lisäämään, voidaan aurinkolämpökapasiteetin, -tuotannon ja -kysynnän olettaa kasvavan myös jatkossa. Toistaiseksi aurinkolämpökapasiteettia on ollut Suomessa enemmän kuin aurinkosähkökapasiteettia. Aurinkolämmön keskeisimpiä hyötyjä ovat päästöttömyys, ja tätä kautta hyväksyttävyys, energiaomavaraisuuden kasvattaminen ja muiden tuotantomuotojen polttoaineiden kesäaikaisen käytön vähentäminen. Lisäksi pinta-alaa kohden saatava energiamäärä muihin tuotantomuotoihin verrattuna on hyvä, ja työn laskelmien mukaan useiden megawattien kokoisissa aurinkokaukolämpöjärjestelmissä tuotantokustannus voi olla jopa alle 40 €/MWh. Kiinteistökohtaisten järjestelmien tuotantokustannukset ovat melko korkeat verrattuna keskitettyihin suuriin laitoksiin. Taloudellisuuden kannalta parhaat aurinkolämpösovellukset ovat aurinkokaukolämpö sekä aurinkojäähdytys, ja kirjallisuustutkimuksen pohjalta voidaan todeta, että keräintyypeistä tasokeräimet soveltuvat parhaiten Suomen olosuhteisiin. Kausivarastointi on kannattavaa sellaisissa kohteissa, joissa tuotannon tasaamisesta on saatavissa taloudellista hyötyä ja kun kohteen vuotuisesta lämmöntarpeesta halutaan kattaa enemmän kuin 20 %. Erilaisista lämpövarastoista vesisäiliövarastot ovat yleisimpiä, mutta myös porareikävarastot sekä kaivantovarastot ovat melko yleisiä. Työssä ei tarkasteltu kausivarastointia laskennallisesti, koska niiden lisääminen aurinkolämpöjärjestelmään kasvattaisi aurinkolämmön tuotantokustannusta.

Työn lopputuloksena voidaan todeta, että aurinkokaukolämpö on taloudellisesti kannattava lämmöntuotantotapa riittävän suurilla keräinkentillä, jos kaukolämmön hinta ja uusiutuvan energian kysyntä kasvavat edelleen. Jos kiinteistöjen jäähdytystarve jatkaa kasvuaan ja kaukojäähdytysverkko laajenee, myös aurinkojäähdytys on hyvin varteenotettava sovellus. Myös aurinkolämmön avulla toimiva lämpöpumppu voisi olla kustannus-

tehokas ratkaisu, mutta konsepti vaatii tarkempaa sijaintikohtaista case-tarkastelua, jolloin kustannuksia on helpompi arvioida. Pilotointi voisi tuoda parempaa tietoa järjestelmien toimintakyvystä. Pienemmät järjestelmät voivat olla kustannustehokkaita vain täysin uusilla alueilla, ja liiketoimintamalleissa, joiden tulon perusteena on myös jokin muu komponentti kuin energiasta saatava tulo. Aurinkolämmöstä voisi saada parasta hyötyä silloin, kun aurinkokeräimien tuottamaa lämpöenergiaa voitaisiin ajaa kesäaikaan kaukolämpöverkkoon tai absorptiojäähdyslaitteille jäähdytysenergian tuottamiseksi, tai kevät- ja syyskaudella lämpöpumpun yhteydessä kaukojäähdytyksen paluuveden lämmitykseen lämpöpumppujen COP:n parantamiseksi. Kaukojäähdytys- ja kaukolämpöverkko luovat parempia mahdollisuuksia aurinkolämmön hyödyntämiseksi. Lisäksi kesäaikaisessa käytössä aurinkolämmöllä voi olla mahdollista saada kustannussäästöjä biolaitosten polttoaine- ja käynnistyskustannusten kautta, jolloin biolaitoksia ei olisi aivan välttämätöntä käyttää kesäisin niin paljon. Kesällä biolaitosten mahdollisten revisioiden aikaan aurinkokaukolämpölaitoksilla olisi mahdollista tuottaa osa kaupungin lämmöntarpeesta sen ollessa kesäisin merkittävästi pienempi kuin muina vuodenaikoina.

Lähdeluettelo

Aalto-yliopisto. Investointilaskelmat. (2009.) [Verkkosivu] Tuotantotalouden peruskurssi. [Viitattu 30.3.2018] Saatavissa: <https://wiki.aalto.fi/display/TU22/8.+Investointilaskelmat>

Adato Energia Oy. Suomalaisen kaukolämmön hinta kestää vertailin: Lähes Euroopan edullisinta. 3.2.2017. [Verkkoartikkeli] [Viitattu 28.3.2018] Saatavissa: <https://kaukolampöä.fi/tuotanto/suomalaisen-kaukolammon-hinta-kesta-vertailun-lahes-euroopan-edullisinta/>

Alanen R., Koljonen T., Hukari S., Saari P. Energian varastoinnin nykytila. Espoo 2003. VTT Tiedotteita - Research notes 2199. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2003/T2199.pdf>

Alanne K., Saari A. Distributed energy generation and sustainable development. (2006). Renewable and Sustainable Energy Reviews 10, pp. 539-558. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 20.6.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.11.004>

Anttonen K. Turvallisuus- ja kehityspäällikkö, Savon Voima Oyj. Sähköpostikeskustelut 24.7.-29.8.2018.

Anttonen K. Aurinkolämpö osana uusiutuvaa kaukolämmön tuotantoa – Case Savon Voima. Kaukolämpöpäivät 24.8.2016. Savon Voima. [Viitattu 28.6.2018] Saatavissa: https://energia.fi/files/796/Lu_Anttonen_Kaukolampopaivat.pdf

Apajalahti E.L. Large energy companies in transition – From gatekeepers to bridge builders. (2018). Aalto University publication series. Doctoral Dissertations 112/2018. Aalto University School of Business, Department of Management Studies, Sustainability in Business Research. [Väitöskirja] [Viitattu 11.6.2018] Saatavissa: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-60-8034-5>

Arabkoohsar A., Andresen G.B. A smart combination of a solar assisted absorption chiller and power productive gas expansion unit for cogeneration of power and cooling. (2018) Renewable Energy 115, pp. 489-500. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 16.5.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.069>

Arabkoohsar A., Andresen G.B. Supporting district heating and cooling network with a bifunctional solar assisted absorption chiller. 2017. Energy Conversion and Management 148, pp. 184-196. [Viitattu 16.3.2018] Saatavissa: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890417305472>

Ardente F., Beccali G., Cellura M., Lo Brano V. Life cycle assessment of a solar thermal collector. (2005a) Renewable Energy, Volume 30, Issue 7, June 2005, pp. 1031-1054. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 27.6.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.09.009>

Ardente F., Beccali G., Cellura M., Lo Brano V. Life cycle assessment of a solar collector: sensitivity analysis, energy and environmental balances. (2005b.) Renewable Energy 30, pp. 109-130. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 27.6.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.05.006>

Ataer O. E., (2006), STORAGE OF THERMAL ENERGY, in *Energy Storage Systems*, [Ed. Yalcin Abdullah Gogus], in *Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS)*, Developed under the Auspices of the UNESCO, Eolss Publishers, Oxford, UK. [Viitattu 26.2.2018] Saatavissa: <http://www.eolss.net/ebooks/sample%20chapters/c08/e3-14-02-00.pdf>

Athienitis A.K., Bambara J., O'Neill B., Faille J. (2011) A prototype photovoltaic/thermal system integrated with transpired collector. *Solar energy* 85, pp. 139–153. [Viitattu 5.4.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.10.008>

Aurinkoteknillinen yhdistys ry. Aurinkoteknologiasanasto. (2015.) [Verkkojulkaisu] [Viitattu 13.2.2018] Saatavissa: <http://www.aurinkoteknillinenyhdistys.fi/wp-content/uploads/2015/06/sanasto.pdf>

Auvinen K., Lovio R., Jalas M., Juntunen J., Liuksiala L., Nissilä H., Müller J. 2016. FinSolar: Aurinkoenergian markkinat kasvuun Suomessa. [Sähköinen raportti]. KAUPPA + TALOUS 1/2016, Aalto-yliopiston julkaisusarja. [Viitattu 2.2.2018]. Saatavissa: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-60-6767-4>. ISSN 1799-4799 (painettu). ISSN 1799-4802 (pdf)

Bauer D., Marx R., Drück H. Solar district heating systems for small districts with medium scale seasonal thermal energy stores. 2016. *Energy Procedia* 91 pp. 537-545. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <https://www-sciencedirect-com.libproxy.aalto.fi/science/article/pii/S1876610216302934>

Bauer D., Heidemann W., Müller-Steinhagen H. Central Solar Heating Plants With Seasonal Heat Storage. (2007.) *Cisbat, Renewables in a changing climate – Innovation in the Built Environment*, Lausanne 4.-5.9.2007. [Artikkeli] [Viitattu 4.7.2018] Saatavissa: http://www.itw.uni-stuttgart.de/dokumente/Publikationen/publikationen_07-07.pdf

Beikircher T., Möckl M., Osgyan P., Streib G. Advanced solar flat plate collectors with full area absorber, front side film and rear side vacuum super insulation. 2015. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 141, pp. 398-406. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 9.5.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2015.06.019>

Bejan A., Tsatsaronis G., Moran M. *Thermal Design & Optimization*. 1996. John Wiley & Sons, Inc. New York / Chichester / Brisbane / Toronto / Singapore. 541 s. ISBN 0-471-58467-3.

Bellos E., Tzivanidis C. Performance analysis and optimization of an absorption chiller driven by nanofluid based solar flat plate collector. (2018.) *Journal of Cleaner Production* 174, pp. 256-272. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 16.5.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.313>

Buker M.S., Riffat S.B. (2015.) Building integrated solar thermal collectors – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 51, pp. 327-346. [Viitattu 4.4.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.009>

Bünning F., Wetter M., Fuchs M., Müller D. Bidirectional low temperature district energy systems with agent-based control: Performance comparison and operation optimization.

(2018.) Applied Energy, Vol. 209, pp. 502-515. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 20.6.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.072>

Cabeza L. F. (2015) Advances in Thermal Energy Storage Systems – Methods and Applications. Cambridge, UK: Woodhead Publishing Series in energy: Number 66. 572 s. ISBN 978-1-78242-096-5 (sähköinen).

Cengel Y. A., Turner R. H. (2001) Fundamentals of Thermal-Fluid Sciences. International Edition 2001. New York, USA: McGraw-Hill. 1047 s. ISBN 0-07-118152-0.

Danish District Heating Association. Solarheatdata. Silkeborg. (2018.) [Verkkosivu] [Viitattu 26.4.2018] Saatavissa: <http://solarheatdata.eu/>

Dalenbäck J.O. Professori, Chalmersin teknillinen yliopisto, Göteborg, Ruotsi. 25.5.–29.5.2018. Sähköpostikeskustelut.

Dannemand Andersen J., Bødker L. Jensen M.V. 2013. Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating. Proceedings of the 18th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering. Paris. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <http://www.cfms-sols.org/sites/default/files/Actes/3351-3354.pdf>

Donneborg J. Varatoimitusjohtaja, Aalborg CSP. 12.4. –25.5.2018. Tiedonanto ja sähköpostikeskustelut.

DLSC, Drake Landing Solar Community. Okotoks, Canada. (2018.) [Verkkosivu] [Viitattu 11.5.2018] Saatavissa: <https://www.dlsc.ca/about.htm>

Duffie J.A., Beckman W.A. 2013. Solar Engineering of Thermal Processes. New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc. ISBN 978-1-118-43348-5 (sähköinen).

Eijbergen P. Toimitusjohtaja (Saksa), Arcon-Sunmark. 12.4. –23.5.2018. Tiedonanto ja sähköpostikeskustelut.

Energiateollisuus. District Heating in Finland 2016. (2017). ET-Kaukolämpökansio 7/6. [Viitattu 14.2.2018] ISSN 0786-4809. Saatavissa: https://energia.fi/files/2144/District_heating_in_Finland_2016.pdf

Energiateollisuus. Kaukolämmön hintatilasto. 7.3.2018. (2018a) [Verkkosivu] [Viitattu 28.3.2018] Saatavissa: https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/kaukolammon_hintatilasto.html

Energiateollisuus. Energia-alalla koittaa asiakkaiden aika. 25.4.2018. (2018b). [Verkkodokumentti] [Viitattu 27.4.2018] Saatavissa: https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/energiateollisuus_julkisti_tulevaisuusvision_energiamuroksen_suurin_voittaja_on_asiakas.html

Erat B., Erkkilä V., Nyman C., Peippo K., Peltola S., Suokivi H. Aurinko-opas – Aurinkoenergiaa rakennuksiin. 2008. Aurinkoteknillinen Yhdistys Ry. Painoyhtymä Oy, Porvoo. ISBN 978-952-92-2721-1

Erdenedavaa P., Adiyabat A., Akisawa A., Otgonjanchiv E. Performance analysis of a solar thermal system for heating of a detached house in harsh cold region of Mongolia. 2018. *Renewable Energy* 117, pp. 217-226. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.042>

Erkkilä, V. 2003. *Aurinkolämpöopas rakentajille ja suunnittelijoille*. Jyväskylä: Gummerus Kirjapaino Oy. 64 s. ISBN 951-664-108-3.

Euroheat & Power. Project Final Report Sunstore 4. 2014. [Raportti] [Viitattu 8.6.2018] Saatavissa: https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/SUNSTORE4_Report.pdf

EU, Euroopan Unioni. (2018) *Intelligent Energy Europe*. Preheat-hanke EISAS/EIE/05/036/2005. [Verkkosivu] [Viitattu 11.5.2018] Saatavissa: <http://www.preheat.org/technology/>

EPBD 2010/31/EU. Rakennusten energiatehokkuusdirektiivi. Euroopan Unioni. [Verkojulkaisu] [Viitattu 13.2.2018] Saatavissa: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/?uri=COM%3A2016%3A0765%3AFIN>

EED 2012/27/EU. Energiatehokkuusdirektiivi. Euroopan Unioni. [Verkojulkaisu] [Viitattu 5.3.2018] Saatavissa: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:FI:PDF>

ESTIF, European Solar Thermal Industry Federation. (2018a) *The Solar Keymark*. [Verkkosivu] [Viitattu 27.4.2018] Saatavissa: <http://www.estif.org/solarkeymarknew/>

ESTIF, European Solar Thermal Industry Federation. (2018b) *Collector performance parameters*. [Verkkosivu] [Viitattu 27.4.2018] Saatavissa: <http://www.estif.org/solarkeymarknew/component/content/article/21-certification-bodies/certified-products/58-collector-performance-parameters>

Flynn C., Sirén K. Influence of location and design on the performance of a solar district heating system equipped with borehole seasonal storage. 2015. *Renewable Energy* 81 pp 377-388. [Viitattu 27.2.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.036>

Fortum. Fortum avaa ensimmäisenä Suomessa kaukolämpöverkkonsa kaikille puhtaan energian tuottajille. 7.3.2018. (2018.) [Lehdistötiedote] [Viitattu 7.3.2018] Saatavissa: <https://www.fortum.fi/media/2018/03/fortum-avaa-ensimmaisena-suomessa-kaukolampoverkkonsa-kaikille-puhtaan-energian>

Furbo S., Dragsted J., Perers B., Andersen E., Bava F., Nielsen K.P. Yearly thermal performances of solar heating plants in Denmark – Measured and calculated. 2018. *Solar Energy* 159, pp. 186-196. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.soler.2017.10.067>

Gebwell. Porin Eteläpuisto 11:ssä poistoilman lämpö hyödynnetään kiinteistön ja käyttöveden lämmitykseen. 2016. [Verkkosivu] [Viitattu 16.3.2018] Saatavissa: <https://www.gebwell.fi/ajankohtaista/porin-etelapuisto-11ssa-poistoilman-lampo-hyodynnetaan-kiinteiston-kayttoveden-lammitykseen/>

GSTEC, Global Solar Thermal Energy Council. Land secured for Big Solar Graz. (2018.) Solar Thermal World. [Verkkosivu] [Viitattu 11.7.2018] Saatavissa: <http://www.solarthermalworld.org/content/land-secured-big-solar-graz>

GSTEC, Global Solar Thermal Energy Council. Chile: 27.5 MWth Provide Heat for Copper Mine. 22.10.2012. (2012.) Solar Thermal World. [Verkkosivu] [Viitattu 18.5.2018] Saatavissa: <http://www.solarthermalworld.org/content/chile-275-mwth-provide-heat-copper-mine>

GSTEC, Global Solar Thermal Energy Council. Denmark: Solvarmedata.dk Shows Yields of More Than 40 Solar District Heating Plants. 3.9.2014. (2014a.) [Verkkoartikkeli] [Viitattu 30.5.2018] Saatavissa: <http://www.solarthermalworld.org/content/denmark-solvarmedatadk-shows-yields-more-40-solar-district-heating-plants>

GSTEC, Global Solar Thermal Energy Council. Denmark: “We have improved the cost/performance ratio by around 50 % over the last 5 years”. 4.3.2014. (2014b.) [Verkkoartikkeli] [Viitattu 31.5.2018] <http://www.solarthermalworld.org/content/denmark-we-have-improved-costperformance-ratio-around-50-over-last-5-years>

GSTEC, Global Solar Thermal Energy Council. Europe: Collector Field Is Main Cost Driver of Industrial Solar Heat Plants. 31.5.2017. (2017.) [Verkkoartikkeli] [Viitattu 18.5.2018] Saatavissa: <http://www.solarthermalworld.org/content/europe-collector-field-main-cost-driver-industrial-solar-heat-plants>

Gustavsen A. Professori, Centre for Zero Emission Neighbourhoods, NTNU, Norja. KEYNOTE: Zero Emission Neighbourhoods – Possibilities and Challenges. Towards Low Carbon Cities -seminaari 21.5.2018.

Haapiainen-Liikanen A, kaukolämpöpäällikkö, Energialiiketoiminta, Etelä-Savon Energia. Sähköpostikeskustelut 16.2. –28.6.2018.

Hakala K. Selvitys kaukojäähdytyksen paluulämpötilan rajoittamisen kannattavuudesta Helsingin kaukojäähdytysverkossa. 2017. Insinööritoimisto. Metropolia-ammattikorkeakoulu. [Viitattu 14.9.2018] Saatavissa: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/140203/Hakala_Karoliina.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Hakkarainen E. Bioenergy RES hybrids in Finland. 2016. Espoo. VTT Technology 275. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 12.3.2018] ISSN 2242-122X (sähköinen). Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2016/T275.pdf>

Hakkarainen T., Tsupari E., Hakkarainen E., Ikäheimo J. The role and opportunities for solar energy in Finland and Europe. 2015. Espoo. VTT Technology 217. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 13.3.2018] ISSN 2242-122X (sähköinen). Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2015/T217.pdf>

Hast A., Syri S., Lekavicius V., Galinis A. District heating in cities as part of low-carbon energy system. (2018.) Energy 152, pp. 627–639. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 20.6.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.156>

Helen Oy. Sakarinmäki – Uusiutuvan energian pilottikoulu. (2018a). [Verkkoartikkeli] [Viitattu 31.5.2018] Saatavissa: <https://www.helen.fi/yritys/energia/kehityshankkeet/sakarinmaki/>

Helen Oy. Jättimäinen luolalämpövarasto toteutetaan Helsingin Mustikkamaalle. (2018b) 20.3.2018. [Lehdistötiedote] [Viitattu 10.7.2018] Saatavissa: https://www.helen.fi/uutiset/2018/mustikkamaa_toteutus/

Helen Oy. Aurinkosähköä vuokraamalla – Suvilahti. (2018) [Tilasto] [Viitattu 4.6.2018] Saatavissa: <https://www.helen.fi/aurinko/kodit/aurinkosahko/suvilahti/>

Helen Oy. Aurinkosähköä vuokraamalla – Kivikko. (2018b). [Tilasto] [Viitattu 4.6.2018] Saatavissa: <https://www.helen.fi/aurinko/kodit/aurinkosahko/kivikko/>

Helen Oy. Energian ominaispäästöt. (2018e) [Viitattu 3.8.2018] Saatavissa: <https://www.helen.fi/yritys/energia/energiantuotanto/sahkon-ja-lammon-ominaispaastot/>

Helin K. Profitability calculations in energy business. EEN-E3006 Energy Markets, Lecture 1. Syksy 2017. [Luentokalvot]

Helsingin kaupunkisuunnitteluvirasto. Helsingin ilmastopäästöjen vähentämisen mahdollisuudet yleiskaavassa. 2013. Helsingin kaupunkisuunnitteluviraston yleissuunnitteluosaston selvityksiä 2013:11. Helsingin yleiskaava. [Viitattu 27.6.2018] Saatavissa: https://www.hel.fi/hel2/ksv/julkaisut/yos_2013-11.pdf

HSY, Helsingin seudun ympäristöpalvelut. Karttapalvelu. 24.8.2017. [Viitattu 4.6.2018] Saatavissa: <http://kartta.hsy.fi/>

Hirvonen J., Rehman H., Deb K., Sirén K. Neural network metamodeling in multi-objective optimization of a high latitude solar community. 2017. Solar Energy 155, pp. 323-335. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 9.5.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.040>

Hirvonen, Janne. Towards zero energy communities. (2017a) Energy Markets -kurssi. Aalto-yliopisto, Insinööritieteiden korkeakoulu. [Luentomateriaali] [Viitattu 6.4.2018]

Hirvonen, Janne. Towards zero energy communities: Increasing local and renewable energy utilization in buildings through shared energy generation and storage. 2017b. [Väitöskirja] Aalto University publication series, Doctoral dissertations 99/2017. [Viitattu 14.2.2018] ISSN 1799-4942 (pdf) Saatavissa: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-60-7451-1>

Hirvonen J., Rehman H., Sirén K. Techno-economic optimization and analysis of a high latitude solar district heating system with seasonal storage, considering different community sizes. 2018. Solar Energy 162, pp. 472-488. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <https://doi-org.libproxy.aalto.fi/10.1016/j.solener.2018.01.052>

Holappa T. Asiakkuus- ja kehitysjohtaja, Elenia Lämpö Oy. Sähköpostikeskustelut 24.7.-3.9.2018.

Holter C. Toimitusjohtaja, SOLID solarinstallation + design. 25.5.-30.5.2018. Sähköpostikeskustelut.

Hsieh S., Omu A., Orehounig K. Comparison of solar thermal systems with storage: From building to neighbourhood scale. *Energy and Buildings* 152 (2017) s. 359 - 372. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 16.2.2018] Saatavissa: <https://www.sciencedirect.com.libproxy.aalto.fi/science/article/pii/S0378778816315092>

Hukkalainen M. Low emission energy systems in energy efficient districts – Holistic energy planning, analysis and business opportunities. (2018) [Väitöskirja] [Viitattu 20.4.2018] ISSN 1799-4942 (pdf) Saatavissa: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-60-7934-9>

Huusko R. Kunnonhallinnan asiantuntija, Helen Oy. Tiedonanto. 27.8.2018.

Ilmatieteen laitos. Kuukausitilastot. 2018. [Viitattu 28.6.2018] Saatavissa: <http://ilmatieteenlaitos.fi/kuukausitilastot>

IEA, International Energy Agency. Energy Storage Technology Roadmap, Technology Annex. (2014.) 19.3.2014. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/AnnexA_TechnologyAnnexforweb.pdf

IEA, International Energy Agency. (2017) Task 54 – LCoH for Solar Thermal Applications. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 9.4.2018] Saatavissa: http://task54.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/A01_180212-IEA-SHC_Task%2054-Info_Sheet_LCOH_NEW_18042018.pdf

IEA & IRENA, International Energy Agency & International Renewable Energy Agency. Solar Heating and Cooling for Residential Applications. Technology Brief. (2015.) ET-SAP. [Viitattu 16.3.2018] Saatavissa: <https://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2015-02-27/irena-solar-heating-and-cooling-2015.pdf>

IEA & IRENA, International Energy Agency & International Renewable Energy Agency. (2014.) Thermal Energy Storage. Technology Brief. ETSAP. [Viitattu 26.2.2018] Saatavissa: <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E17%20Thermal%20Energy%20Storage.pdf>

IRENA (International Renewable Energy Agency). (2018) Bioenergy from Finnish Forests: Sustainable, efficient, modern use of wood. Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-012-9

Ivancic A., Mugnier D., Stryi-Hipp G., Weiss W. Renewable Heating & Cooling – European Technology Platform. Solar Heating and Cooling Technology Roadmap. 2014. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 18.5.2018] Saatavissa: http://www.rhc-platform.org/fileadmin/user_upload/Structure/Solar_Thermal/Download/Solar_Thermal_Roadmap.pdf

Joint Research Centre (JRC). Euroopan komissio. 2012. [Verkkosivu] [Viitattu 13.2.2018] Saatavissa: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmeps/eu_cmsaf_opt/G_opt_FI.pdf sekä http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html

Joly M., Ruiz G., Mauthner F., Bourdoukan P., Emery M., Anderson M. A methodology to integrate solar thermal energy in district heating networks confronted with a Swedish real case study. 2017. *Energy Procedia* 122 pp. 865-870. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.451>

Juvonen A. Tuoteryhmäpäällikkö, myynnin tuotehallinta, Helen Oy. Puhelinhaastattelu 23.3.2018.

Kallio A. Tuoteryhmäpäällikkö, uudet palvelut, Helen Oy. Tiedonanto. 18.5.2018.

Kalogirou S.A. *Solar Energy Engineering – Processes and Systems*. 2014. Second Edition. [Viitattu 1.3.2018] Saatavissa: <https://doi-org.libproxy.aalto.fi/10.1016/B978-0-12-397270-5.01001-3>

Klobut K., Knuuti A., Vares S., Heikkinen J., Rämä M., Laitinen A., Ahvenniemi H., Hoang H., Shemeikka J., Sipilä S. Tulevaisuuden kaukolämpöasuinalueen energiaratkaisut. 2014 Espoo. [Raportti] VTT 187. [Viitattu 8.3.2018] Saatavissa: <http://www.vtt.fi/Documents/T187.pdf>

Khartchenko N.V., Khartchenko V.M. *Advanced Energy Systems*. (2014). Second Edition. Florida USA: CRC Press, Taylor & Francis Group. ISBN-13: 978-1-4398-8658-8.

Kilgast M. Aurinkoenergian asiantuntija, myynti, SavoSolar. Puhelinhaastattelu 27.3.2018.

Kovacs P. A guide to the standard EN 12975. 2012. SP – Technical Research Institute of Sweden. [Viitattu 9.5.2018] Saatavissa: http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/projects/QAiST/QAiST_results/QAiST%20D2.3%20Guide%20to%20EN%2012975.pdf

Kuitunen T. Vanhempi projektipäällikkö, Helen Oy. Tiedonanto ja sähköpostikeskustelut 17.9.2018.

Kuokkanen J. Aurinkolämpöjärjestelmät – Hämeenlinnan uimahalli. 2017. Sundial Finland Oy. [Viitattu 9.3.2018] Saatavissa: <http://www.aurinkoteknillinenyhistys.fi/wp-content/uploads/2017/11/5-Kuokkanen-09112017.pdf>

Kuokkanen J. Sundial Finland Oy. 6.3.2018. [Puhelinhaastattelu]

Lanahan M., Velasco-Tabares P.C. Seasonal Thermal-Energy Storage: A Critical Review on BTES Systems, Modeling, and System Design for Higher System Efficiency. 2017;10(6) *Energies*. [Viitattu 27.2.2018] <https://doaj.org/article/f840bb0044e745ef9ecf9563b136956c>

Lauhanen R., Ahokas J., Esala J., Hakonen T., Sippola H., Viirimäki J., Koskiniemi E., Laurila J., Makkonen I. Metsätoimihenkilöiden energialaskuoppi. Seinäjoen ammattikorkeakoulun julkaisusarja C. Oppimateriaaleja 6. Seinäjoen ammattikorkeakoulu. Seinäjoki 2014. [Viitattu 18.5.2018] ISSN 1797-5581 (verkkojulkaisu) Saatavissa: <http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/80849/C6.pdf;jsessionid=FD3C13F52C08A4D1AFC546D648B47B19?sequence=1>

Lee, K.S. 2013. Underground Thermal Energy Storage. [Verkkokirja] Green Energy and Technology. Springer-Verlag London 2013. ISSN 1865-3537 (sähköinen) ISBN 978-1-4471-4273-7 (eBook). DOI 10.1007/978-1-4471-4273-7. Springer London Heidelberg New York Dordrecht. Saatavissa: <https://www.dawsonera.com/readonline/9781447142737>

Lennermo G. Aurinkolämpökonsultti, Energianalys AB. 12.4.-29.5.2018. Tiedonanto ja sähköpostikeskustelut.

Leonzio G. Solar systems integrated with absorption heat pumps and thermal energy storages: state of art. (2017). Renewable and Sustainable Energy Reviews 70, pp. 492-505. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 16.5.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.117>

Leppäkosken Sähkö. Ikaalisiin älykästä aurinkoenergiaa. 10.8.2017. [Tiedote] [Viitattu 28.6.2018] Saatavissa: <https://leppakoski.fi/blogi/aurinkoenergiaa-ikaalisissa/>

Leppäkosken Sähkö. Aurinkoenergiaa helmikuun paukkupakkasilla. 21.2.2018. [Tiedote] [Viitattu 28.6.2018] Saatavissa: <https://leppakoski.fi/blogi/aurinkoenergiaa-talvella/>

Lindfors A., Riihelä A., Aarvo A., Latikka J., Kotro J. Auringonsäteily Helsingin Östersundomissa. Helsinki. 2014. Raportti. Ilmatieteen laitos. [Viitattu 19.2.2018] Saatavissa: <https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/135830/2014nro5.pdf?sequence=1>

Lund H., Werner S., Wilthshire R., Svendsen S., Thorsen J.E., Hvelplund F., Mathiesen B.V. 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainability energy systems. Review. Energy 68 (2014) pp. 1-11. Saatavissa: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002369>

Martinopoulos G., Missirlis D., Tsilingiridis G., Yakinthos K., Kyriakis N. (2010) CFD modeling of a polymer solar collector. Renewable Energy 35, pp 1499-1508. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 6.4.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.01.004>

Marstal Fjernvarme. [Verkkosivu] [Viitattu 9.7.2018] Saatavissa: <https://www.solar-marstal.dk/english/>

Mathiesen B.V., Hansen K. The role of Solar thermal in Future Energy Systems: Country cases for Germany, Italy, Austria and Denmark. (2017). Aalborgin yliopisto, Tanska. IEA SHC Task 52: Solar Heat and Energy Economics in Urban Environments. [Tutkimusraportti] [Viitattu 4.6.2018] Saatavissa: <http://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STA-AAU-Report-20170914.pdf>

Mathiesen B.V., Hansen K. Comprehensive assessment of the role and potential for solar thermal in future energy systems. (2018). Solar Energy 169, pp. 144–152. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 4.6.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.039>

Maurer C., Cappel C., Kuhn T.E. Progress in building-integrated solar thermal systems. 2017. Solar Energy 154, pp. 158-186. [Viitattu 16.3.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.05.065>

Mauthner F., Herkel S. Technology and Demonstrators – Technical Report Subtask C – Part C1: Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments. 15.7.2016. IEA SHC Task 52. AEE INTEC, Gleisdorf, Austria. [Raportti] [Viitattu 4.6.2018] Saatavissa: http://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking_v02.pdf

Mauthner F., Weiss W., Spörk-Dür M. Solar Heat Worldwide – Markets and Contribution to the Energy Supply 2013. (2015). Edition 2015. International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 5.3.2018] Saatavissa: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2015.pdf>

Modi A., Bühler F., Andreasen J.G., Haglind F. A review of solar energy based heat and power generation systems. 2017. Renewable and Sustainable Energy Reviews 67, pp. 1047-1064. [Viitattu 16.3.2018] Saatavissa: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116305664>

Moravi G., Holter C. Big Solar Concepts, Transition in heat supply – Case Studies & Concepts. SOLID. Solar District Heating -konferenssi 11.-12.4.2018, Graz, Itävalta. [Konferenssiesitelmä] [11.4.2018] Saatavissa: <http://solar-district-heating.eu/NewsEvents/SDHConference2018.aspx>

Motiva. 2018a. Energiategokkuussopimukset. [Verkkosivu] [Viitattu 13.2.2018] Saatavissa: <http://www.energiategokkuussopimukset2017-2025.fi/energiategokkuussopimukset/>

Motiva. 2018b. Aurinkolämpöjärjestelmät. [Verkkosivu] [Viitattu 13.2.2018]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkolampo/aurinkolampojarjestelmat

Motiva. 2018c. Aurinkolämpösanasto. [Verkkosivu] [Viitattu 13.2.2018]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkolampo/aurinkolamposanasto

Motiva. 2018d. Auringonsäteilyn määrä Suomessa. [Verkkosivu] [Viitattu 13.2.2018]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa

Motiva. Selvitys hajautetusta ja paikallisesta energiantuotannosta erilaisilla asuinalueilla. 2010. [Raportti] [Viitattu 12.3.2018] Saatavissa: https://www.motiva.fi/ajankohtaista/julkaisut/uusiutuva_energia/selvitys_hajautetusta_ja_paikallisesta_energiantuotannosta_erilaisilla_asuinalueilla.10768.shtml

Motiva. Yhteenvetojen CO₂-päästöjen laskentaohjeistus sekä käytettävät CO₂-päästökertoimet. (2012a) 12/2012. [Viitattu 3.8.2018] Saatavissa: https://www.motiva.fi/files/8887/CO2-laskentaohje_Yhteenvedot.pdf

Motiva. Yksittäisen kohteen CO₂-päästöjen laskentaohjeistus sekä käytettävät CO₂-päästökertoimet. (2012b) 12/2012. [Viitattu 3.8.2018] Saatavissa: https://www.motiva.fi/files/6817/CO2-laskenta_yksittainen_kohde.pdf

Mäkelä M. Ryhmäpäällikkö, Energiajärjestelmien kehitys, Helen Oy. Tiedonanto 26.6.2018.

Nordell B. Underground Thermal Energy Storage (UTES). (2012.) Innostock 2012, The 12th International Conference on Energy Storage. [Konferenssijulkaisu] [Viitattu 10.7.2018] Saatavissa: http://large.stanford.edu/courses/2013/ph240/lim1/docs/UTES_Nordell.pdf

Nurmi A. Projektipäällikkö, Helen Oy. 21.6.2018. Tiedonanto.

Nussmueller C. Smart City Graz – Lessons Learned since 2010. City of Graz, Executive Office for Urban Planning, Development and Construction. European Innovation Partnership on Smart Cities and Communities. 20th June 2017, Brussels, action cluster meeting, Integrated Planning & Policy Regulation Workshop. [Viitattu 24.4.2018] Saatavissa: https://eu-smartcities.eu/sites/default/files/2017-10/NUSSMUELLER_Smart_City_Graz.pdf

Paiho S., Hoang H., Hukkalainen M., Westerberg R. Paikallista energiaa asuinalueella – Esimerkkinä Helsingin Vartiosaari. 2015. Espoo. VTT Technology 234. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 12.3.2018] ISSN 2242-122X Saatavissa: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-951-38-8355-3>

Paiho S., Reda F. Towards next generation district heating in Finland. 2016. Espoo. [Tutkimusartikkeli] Renewable and Sustainable Energy Reviews 65, pp. 915-924. [Viitattu 15.3.2018] Saatavissa: <https://www.sciencedirect-com.libproxy.aalto.fi/science/article/pii/S1364032116303768>

Peura P., Hiltunen E., Haapanen A., Auvinen K., Soukka R., Törmä H., Kujala S., Pohjola J., Mäkiranta A., Välisuo P., Grönman K., Kumar R., Rasi S., Lehtonen E., Anttila P. Hajautetun uusiutuvan energian mahdollisuudet ja rajoitteet. 3/2017. [Raportti] Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminnan julkaisusarja 35/2017. Valtioneuvoston kanslia. [Viitattu 7.3.2018] Saatavissa: <http://tietokayttoon.fi/julkaisu?pubid=18206>

PlanEnergi. Solar District Heating – Inspiration and Experiences from Denmark. (2018). IEA SHC Task 55. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 4.6.2018] Saatavissa: <http://task55.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/SDH%20Inspiration%20Experience%20DK%20v5.pdf>

Prutsch W. Vision 2050 for the city district heating in Graz. Environmental Agency, City of Graz. 5th International Solar District Heating Conference, 11 April 2018. [Konferenssiesitys]

YTV, Pääkaupunkiseudun yhteistyövaltuuskunta. Pääkaupunkiseudun ilmastostrategia 2030 – Ilmastomuutoksen hillintä keskeiseksi osaksi kaupunkien suunnittelua ja päätöksentekoa. YTV:n julkaisuja 24/2007. Painoprisma Oy. ISBN 978-951-798-661 (sähköinen) Saatavissa: https://www.hel.fi/static/helsinki/paatosasiakirjat/Kh2008/Esityslista6/Liitteet/Paakaupunkiseudun_ilmastostrategia_2030.pdf?Action=sd&id=%7BC0B8CCE6-7861-41D5-BD61-422BAD11E2AC%7D

Pöyry Management Consulting Oy. Aurinkolämmön liiketoimintamahdollisuudet kaukolämmön yhteydessä Suomessa. 2013. [Loppuraportti] [Viitattu 9.3.2018] Saatavissa: https://energia.fi/files/1001/Aurinkolammon_liiketoimintamahdollisuudet_Poyry_2013.pdf

Pöyry Management Consulting Oy. Aurinkolämmön varastointi Östersundomissa. 2014. [Loppuraportti] [Viitattu 14.3.2018] Saatavissa: <http://docplayer.fi/542058-Aurinkolammon-varastointi-ostersundomissa.html>

Pöyry Management Consulting Oy. Hajautetun uusiutuvan energiantuotannon potentiaali, kannattavuus ja tulevaisuuden näkymät Suomessa. 5/2017. [Raportti] Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminnan julkaisusarja 5/2017. Valtioneuvoston kanslia. [Viitattu 7.3.2018] Saatavissa: <http://tietokayttoon.fi/julkaisu?pubid=16603>

Pöyry Management Consulting Oy. Kivihiilen käytön kieltämisen vaikutusten arviointi. 2018. Vantaa. Raportti Työ- ja elinkeinoministeriölle. [Viitattu 28.3.2018] Saatavissa: http://tem.fi/documents/1410877/2132296/Selvitys_++Kivihiilen+kielt%C3%A4misen+vaikutukset/8fb510b4-cfa3-4d9f-a787-0a8a4ba23b5f/Selvitys_++Kivihiilen+kielt%C3%A4misen+vaikutukset.pdf

Ranne A. Multi Supply Plant. Sähkö ja Kylmä. 2001 Espoo. VTT Tiedotteita 2097. ISSN 1455-0865. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 16.3.2018] Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2001/T2097.pdf>

Rehman H. U., Hirvonen J., Sirén K. A long-term performance analysis of three different configurations for community-sized solar heating systems in high latitudes. 2017. Renewable Energy 113, pp. 479-493. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.017>

Reynolds J., Ahmad M.W., Rezgui Y. Holistic modelling techniques for the operational optimization of multi-vector energy systems. 2018. Energy & Buildings 169, pp. 397-416. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 9.5.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.03.065>

Romanchenko D., Kensby J., Odenberger M., Johnsson F. Thermal energy storage in district heating: Centralised storage vs. storage in thermal inertia of buildings. 2018. Energy Conversion and Management 162, pp. 26-38. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <https://doi.org.libproxy.aalto.fi/10.1016/j.enconman.2018.01.068>

Rämä M., Mohammadi S. Comparison of distributed and centralized integration of solar heat in a district heating system. 2017. Energy 137, pp. 649-660. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 31.5.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.115>

Salpakari J., Mikkola J., Lund P.D. Improved flexibility with large-scale variable renewable power in cities through optimal demand side management and power-to-heat conversion. 2016. Energy Conversion and Management 126 pp. 649-661. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: doi:10.1016/j.enconman.2016.08.041

Saukkonen M. Projektipäällikkö, Helen Oy. Tiedonanto 26.6.2018.

Shemeikka J., Lylykangas K., Ketomäki J., Heimonen I., Pulakka S., Pylsy P. SunZEB – Plusenergiaa kaupungissa – Uusiutuvaa energiaa asumiseen ja toimistoon. 2015. Espoo. VTT Technology 219. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 12.3.2018] Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2015/T219.pdf>

Schmidt T., Mangold D., Müller-Steinhagen H. Central solar heating plants with seasonal storage in Germany. (2004.) *Solar Energy* 76, pp. 165-174. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 4.7.2018] Saatavissa: <https://www.sciencedirect-com.libproxy.aalto.fi/science/article/pii/S0038092X03002937>

Schmidt T., Müller-Steinhagen H. The Central Solar Heating Plant with Aquifer Thermal Energy Store in Rostock – Results after four years of operation. (2004.) EuroSun 2004 – 5th ISES Europe Solar Conference, 20.-23. June 2004, Freiburg, Germany. [Viitattu 9.7.2018] Saatavissa: <http://www.solites.de/download/literatur/04-05.pdf>

Schmidt T., Mangold D. New Steps in Seasonal Thermal Energy Storage in Germany. (2006.) *Ecostock 2006*, 10th International Conference on Thermal Energy Storage, 31.5.-2.6.2006, Pomona, USA. [Konferenssijulkaisu] [Viitattu 10.7.2018] Saatavissa: https://intra.web.stockton.edu/eyos/energy_studies/content/docs/FINAL_PAPERS/14A-2.pdf

SDH, Solar District Heating. Solar district heating guidelines. Collection of fact sheets WP3 – D3.1 & D3.2. (2012.) Intelligent Energy Europe, European Commission. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 18.5.2018] Saatavissa: <http://solar-district-heating.eu/Documents/SDHGuidelines.aspx>

Sepponen M., Heimonen I. Business concepts for districts' Energy hub systems with maximized share of renewable energy. (2016). *Energy and Buildings* 124, pp. 273-280. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 20.4.2018] Saatavissa: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.07.066>

Seppälä A., Saari K., Lampinen M. J. Nesteiden alijäähtyminen ja ilmiön hyödyntäminen lämmön varastoimiseen. 2008. Espoo. Teknillinen korkeakoulu, energiatekniikan laitos. [Verkkodokumentti] [Viitattu 12.3.2018] Saatavissa: <https://www.motiva.fi/files/931/nesteiden-alijaahtyminen---raportti-156.pdf>

Serale G., Goia F., Perino M. Numerical model and simulation of a solar thermal collector with slurry Phase Change Material (PCM) as the heat transfer fluid. (2016). *Solar Energy* 134, pp. 429-444. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 19.4.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.04.030>

Sipilä K., Reda F., Pasonen R., Löf A. Solar heating and cooling in Northern and Central Europe. 2017. VTT Technology 287. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 13.3.2018] ISSN 2242-122X (*sähköinen*). Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2017/T287.pdf>

Sirén K. Rakennusten energiainvestointien kannattavuuden laskenta. Aalto-yliopisto 2015. [Viitattu 30.3.2018] Saatavissa: https://mycourses.aalto.fi/pluginfile.php/153118/mod_resource/content/1/Rakennusten%20energiainvestointien%20kannattavuus_2015_highlighted.pdf

Solpros Ay. Aurinkolämpöjärjestelmien perusteet, mitoitus ja käyttö. 2006. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 15.3.2018] Saatavissa: <http://www.kolumbus.fi/solpros/reports/OPAS.pdf>

Solpros. Ekoviikin EU-aurinkolämpöjärjestelmien seurantajakso 2002. 2004 [Verkkojulkaisu] [Viitattu 12.3.2018] Saatavissa: http://www.solpros.org/reports/Ekoviikki_loppuraportti_2004.pdf

SPF, Institut Für Solartechnik. Annex to Solar Keymark Certificate – Summary of EN ISO 9806:2013 Test Results. 2016-12-15. Licence Number 011-7S2689 F. Saatavissa: <http://www.dincertco.de/logos/011-7S2689%20F.pdf>

Sperling K., Hvelplund F., Mathiesen B.V. (2011) Centralisation and decentralisation in strategic municipal energy planning in Denmark. Energy Policy, vol. 39, pp. 1338-1351. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 22.5.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.006>

Stryi-Hipp G., Weiss W., Mugnier D., Dias P. Strategic Research Priorities for Solar Thermal Technology. (2012). European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling. Renewable Energy House, Rue d'Arlon 63-67, B-1040 Brussels, Belgium. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 6.6.2018] Saatavissa: http://www.rhc-platform.org/fileadmin/Publications/Solar_Thermal_SRP_single_page.pdf

Tahkokorpi M. Aurinkolämpö hakelämmön kanssa – missä kohtaa kannattava? 2015. Utuapu Oy. [Esitelmä] [Viitattu 9.3.2018] Saatavissa: https://www.motiva.fi/files/10263/08_Markku_Tahkokorpi_Utuapu.pdf

Teittinen P. Vanhempi asiantuntija, Helen Oy. Tiedonanto 27.6.2018.

Tilastokeskus. Aurinkoenergia. 2018. [Verkkodokumentti] [Viitattu 5.3.2018] Saatavissa: http://pxhopea2.stat.fi/sahkoiset_julkaisut/energia2017/html/suom0001.htm

Toivonen T. Huoltopäällikkö, Oilon. Tiedonanto ja sähköpostikeskustelut elokuussa 2018.

Trier D. Towards solar district heating with more than 70 % solar fraction. International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry, SHC 2014. [Konferenssijulkaisu] Energy Procedia 70 (2015), pp. 580-586. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <https://www.sciencedirect-com.libproxy.aalto.fi/science/article/pii/S1876610215002854>

Työ- ja elinkeinoministeriö. 2017. Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030. Työ- ja elinkeinoministeriö. [Verkkodokumentti] Helsinki 2017. ISBN: 978-952-327-189-0 [Viitattu 7.3.2018] Saatavissa: http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79189/TEMjul_4_2017_verkkojulkaisu.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Työ- ja elinkeinoministeriö. Ministeri Tiilikainen: Kivihiilen kielto 2029 – kannustepaketti nopeille luopujille. 10.4.2018. (2018a) [Verkkoartikkeli] [Viitattu 5.6.2018] Saatavissa: http://tem.fi/artikkeli/-/asset_publisher/ministeri-tiilikainen-kivihiilen-kielto-2029-kannustepaketti-nopeille-luopujille

Työ- ja elinkeinoministeriö. Lakiehdotukset: kivihiilikielto 2029, lisää biopolttoaineita liikenteeseen sekä biopolttoöljyä lämmitykseen ja työkoneisiin. 18.10.2018. (2018b)

[Tiedote] [Viitattu 29.10.2018] Saatavissa: https://tem.fi/artikkeli/-/asset_publisher/la-kiehdotukset-kivihiilikielto-2029-lisaa-biopolttoaineita-liikenteeseen-seka-biopolttol-jya-lammitukseen-ja-tyokoneisiin

Urchueguía J.F., Alakangas E., Berre I., Cabeza L.F., Grammelis P., Haslinger W., Hellmer R., Mugnier D., Papillon P., Stryi-Hipp G., van Helden W. Common Implementation Roadmap for Renewable Heating and Cooling Technologies – European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling. (2014.) Bryssel, Belgia. [Viitattu 27.6.2018] Saatavissa: http://www.rhc-platform.org/fileadmin/Publications/RHC_Common_Roadmap.pdf

Utriainen L. Rakennuttamispäällikkö, Helen Oy. 31.5.2018. Tiedonanto.

Varjotie J. Toimitusjohtaja, SavoSolar. 7.2.2018. Puhelinhaastattelu.

Vekkilä J., Laaninen R. 2017a. Helsinkiläisten kuntapoliittikkojen energia-asenteet. AulaResearch. [Esitelmä] [Viitattu 5.3.2018] Saatavissa: <https://www.slideshare.net/HelsinginEnergia/tiivistelm-kuntapoliittikkokyselyst-2732017>

Vekkilä J., Laaninen R. 2017b. Energia-alan vaikuttajien näkemyksiä tulevaisuuden energiapolitiikasta. [Esitelmä] [Viitattu 5.3.2018] Saatavissa: <https://www.slideshare.net/HelsinginEnergia/energiaalan-vaikuttajien-nkemyksi-tulevaisuuden-energiapolitiikasta-1942017>

Vexve. Aurinkolämpö tasaa kulutushuippuja ja lisää kaukolämpöyhtiöiden kilpailukykyä. 13.12.2017. [Verkkoartikkeli] [Viitattu 19.6.2018] Saatavissa: <https://www.vexve.com/fi/yritys/ajankohtaista/aurinkolampo-tasaa-kulutushuippuja-jal-lisaa-kaukolampoyhtioiden-kilpailukyky/>

Väätäinen A., Ritola J., Sipilä K. Vesitäytteiset, eristämättömät kalliolämpövarastot. 1992. Espoo. [Käyttökokemusselvitys] VTT Tiedotteita 1335.

Wang H., Abdollahi E., Lahdelma R., Jiao W., Zhou Z. Modelling and optimization of the smart hybrid renewable energy for communities (SHREC). [Artikkeli] Renewable Energy (2015) s. 114-123. [Viitattu 16.2.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.036>

Weiss W., Spörk-Dür M., Mauthner F. Solar Heat Worldwide - Global Market Development and Trends in 2016 - Detailed Market Figures 2015. (2017). Edition 2017. International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 5.3.2018] Saatavissa: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2017.pdf>

Weiss W., Spörk-Dür M. Solar Heat Worldwide – Global Market Development and Trends in 2017 – Detailed Market Figures 2016. (2018). International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 18.6.2018] Saatavissa: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2018.pdf>

Welsch B., Göllner-Völker L., Schulte D. O., Bär K., Sass I., Schebek L. Environmental and economic assessment of borehole thermal energy storage in district heating systems.

2018. [Tutkimusartikkeli] *Applied Energy* 216 pp. 73-90. [Viitattu 23.2.2018] Saatavissa: <https://doi-org.libproxy.aalto.fi/10.1016/j.apenergy.2018.02.011>

Werner S. European District Heating Price Series. Report 2016:316. Energiforsk. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 28.3.2018] Saatavissa: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/21926/european-district-heating-price-series-energiforskrapport-2016-316.pdf>

Winterscheid C., Dalenbäck J.O., Holler S. Integration of solar thermal systems in existing district heating systems. 2017. *Energy* 137, pp. 579-585. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 9.5.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.159>

Xu J., Wang R.Z., Li Y. A review of available technologies for seasonal thermal energy storage. (2014.) *Solar Energy* 103, pp. 610-638. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 20.6.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.06.006>

Yang Y., Wang Q., Xiu D., Zhao Z., Sun Q. (2013). A building integrated solar collector: All-ceramic solar collector. *Energy and Buildings* 62, pp. 15-17. [Tutkimusartikkeli] [Viitattu 6.4.2018] Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.03.002>

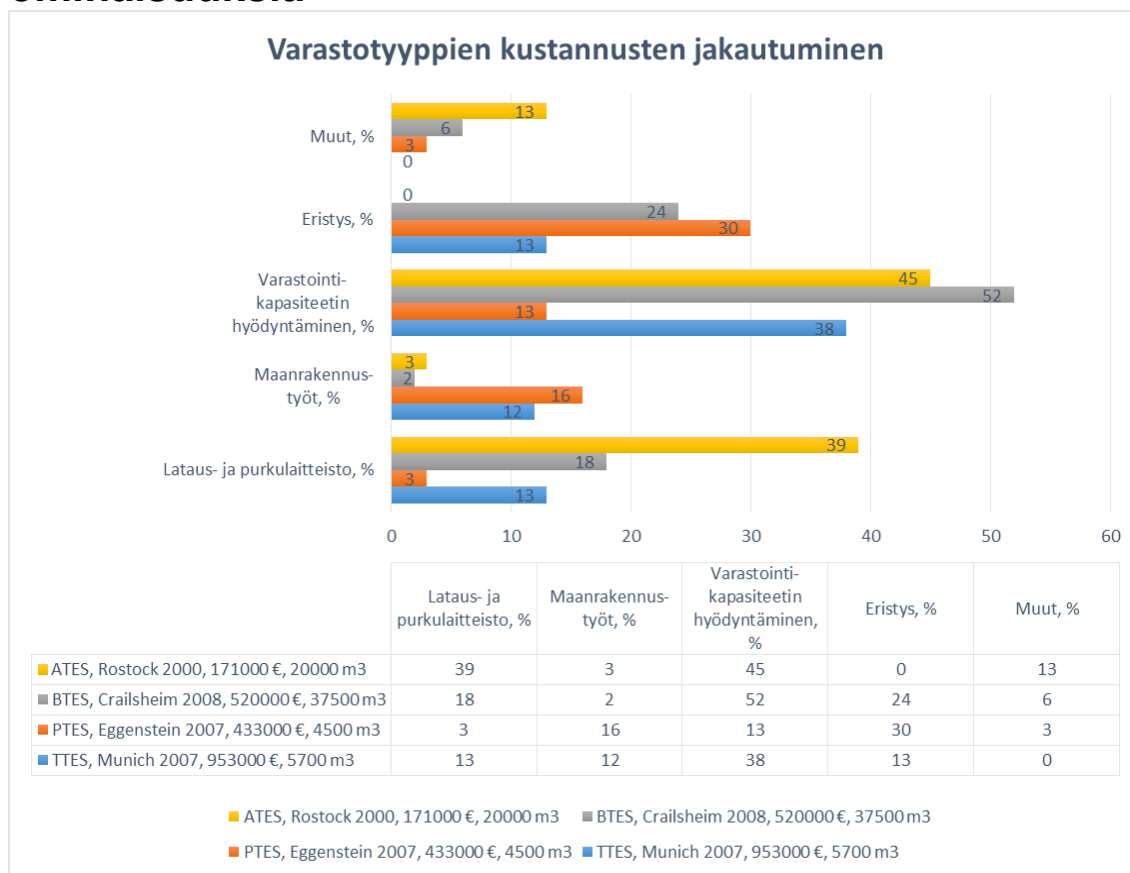
Yle. Palvelukeskuksen uimavesi lämpiää nyt aurinkoenergialla. 11.5.2017. [Lehtiartikkeli] [Viitattu 11.7.2018] Saatavissa: <https://yle.fi/uutiset/3-9607751>

Yle. Tiilikainen kiirehtii kivihiilen alasajoa – Kieltolaki voimaan ehkä jo 2025? 2018. [Verkkoartikkeli] [Viitattu 14.3.2018] Saatavissa: <https://yle.fi/uutiset/3-10006370>

Liiteluettelo

- Liite 1. Lämpövarastotyyppien kustannusjakaumia ja ominaisuuksia. 1 sivu.
- Liite 2. Keskimääräiset auringonpaistetunnit kuukausittain eri kaupungeissa vuosina 1961–1990 ja ulkoilman keskilämpötilat vuosilta 1981–2010. 1 sivu.
- Liite 3. Sakarinmäen, Kivikon ja Suvilahden aurinkolaitoksien tuotantodatan vertailu ja Sakarinmäen tuotanto kuukausittain. 1 sivu.
- Liite 4. Helenin aurinkovoimaloiden kokonaistuotanto huhtikuun ja joulukuun välisenä aikana vuonna 2016. 1 sivu.
- Liite 5. Referenssikeräimen energiantuottolaskelmat. 1 sivu.
- Liite 6. Aurinkokeräimen tehon muuttuminen kuukausitasolla aurinkokeräimessä kiertävän nesteen keskilämpötilan muuttuessa. 1 sivu.
- Liite 7. Aurinkolämpöjärjestelmien keräinkustannuksien kehitys järjestelmäkoon kasvaessa. 1 sivu.
- Liite 8. Lämpöpumpun ja aurinkokeräimien toiminnan optimointi. 1 sivu.
- Liite 9. Tuotantokustannuksen kaava. 1 sivu.
- Liite 10. CO₂-päästövähennyslaskenta. 1 sivu.
- Liite 11. Päästövähennyslaskennan tuloksia. 1 sivu.
- Liite 12. Absorptiojäähdyttimien toiminta-arvot. 1 sivu.
- Liite 13. Olemassa olevien toteutuneiden aurinkolämpöjärjestelmien kannattavuuslaskelmia. 1 sivu.
- Liite 14. Suomessa käytössä olevia aurinkolämpöjärjestelmiä. 1 sivu.
- Liite 15. Biopolttoaineesta saatavan energiamäärän laskentaesimerkki. 1 sivu.
- Liite 16. Aurinkokaukolämpölaitoksen (20 000 m²) herkkyysanalyysikuvaaja. 1 sivu.

Liite 1. Lämpövarastotyyppien kustannusjakaumia ja ominaisuuksia



Varastotyyppi	TTES	PTES	BTES	ATES
Väliaine	vesi	Vesi*/sora-vesi	maaperä, kallio	hiekkavesi
Lämpökapasiteetti, kWh/m ³	60-80	60-80	15-30	30-40
Varastointitilavuus per 1 m ³ vettä	1	1 / 1,3-2	3-5	2-3
Geologiset vaatimukset	Vakaa maaperä, ei pohjavesialueella, 5-15 m syvyys	Vakaa maaperä, ei pohjavesialueella, 5-15 m syvyys	porattava maaperä, pohjavesialue, korkea lämpökapasiteetti, korkea lämmönjohtavuus, 30-100 m syvä, luontainen pohjavesiliike alle 1m/a	luontainen pohjavesivarasto, kerrostuvat kerrokset, sopiva vesikemia korkeissa lämpötiloissa, akviferin paksuus 20-50 m

Varastotyyppi	Hinta, €/m ³
ATES	8,6 €
BTES	13,9 €
PTES	96,2 €
TTES	167,2 €

Liite 2. Keskimääräiset auringonpaistetunnit kuukausittain eri kaupungeissa vuosina 1961–1990 ja ulkoilman keskilämpötilat vuosilta 1981–2010

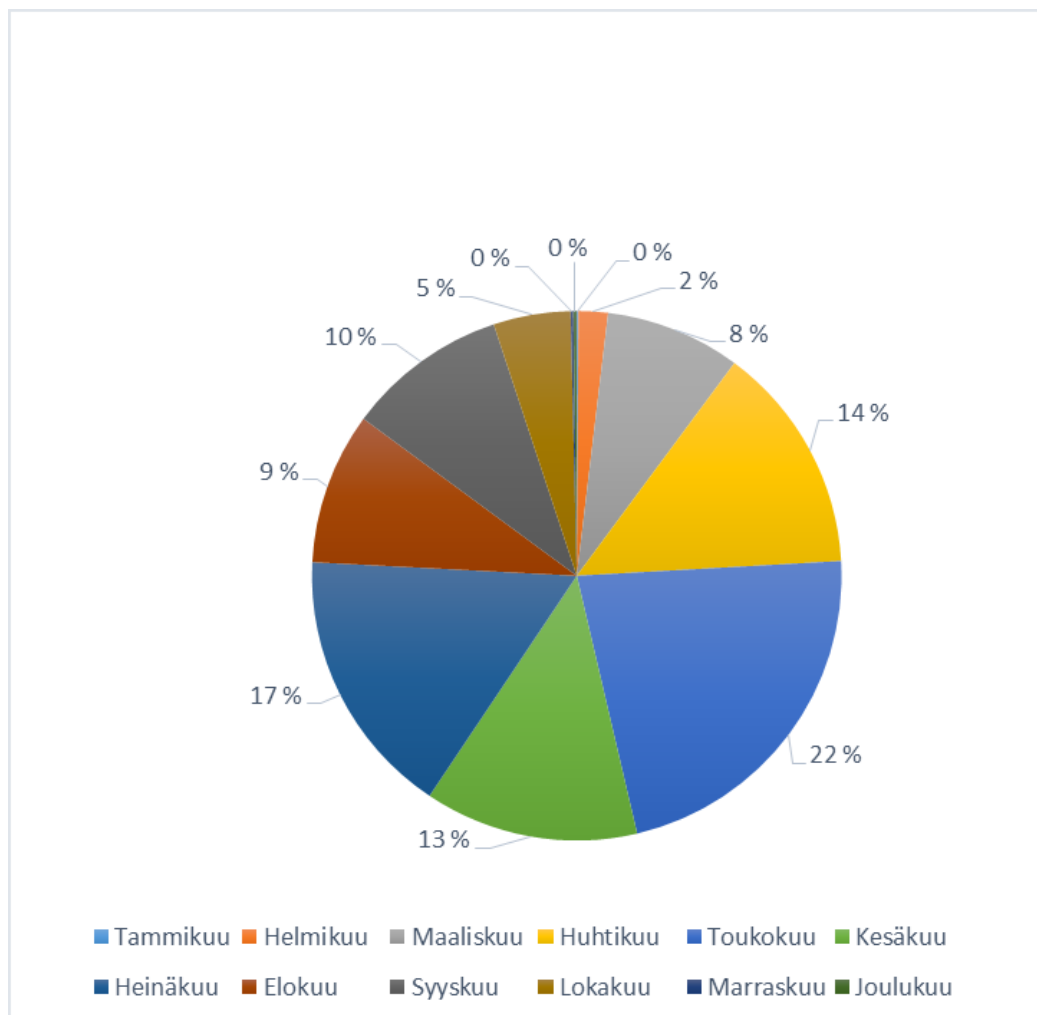
Kuukausi	Helsinki	Vaasa	Joensuu	Utsjoki	T _a , ulkoilman keskilämpötila, °C
Tammikuu	39	29	30	1	-9,3
Helmikuu	72	72	69	36	-9,3
Maaliskuu	130	131	131	116	-4,8
Huhtikuu	183	190	174	168	1
Toukokuu	275	277	259	203	7,4
Kesäkuu	298	303	264	232	12,6
Heinäkuu	275	283	265	239	15,6
Elokuu	222	220	197	142	13,4
Syyskuu	135	131	114	84	8,3
Lokakuu	90	85	62	48	2,8
Marraskuu	37	40	24	7	-3,2
Joulukuu	28	21	17	0	-7,3
Yhteensä	1784	1782	1606	1276	2,27

Datassa paistetunnit lähteen Erat et al. (2008) mukaan, ja ulkoilman keskilämpötilat vuosilta 1981–2010 Ilmatieteen laitoksen (2018) mukaan.

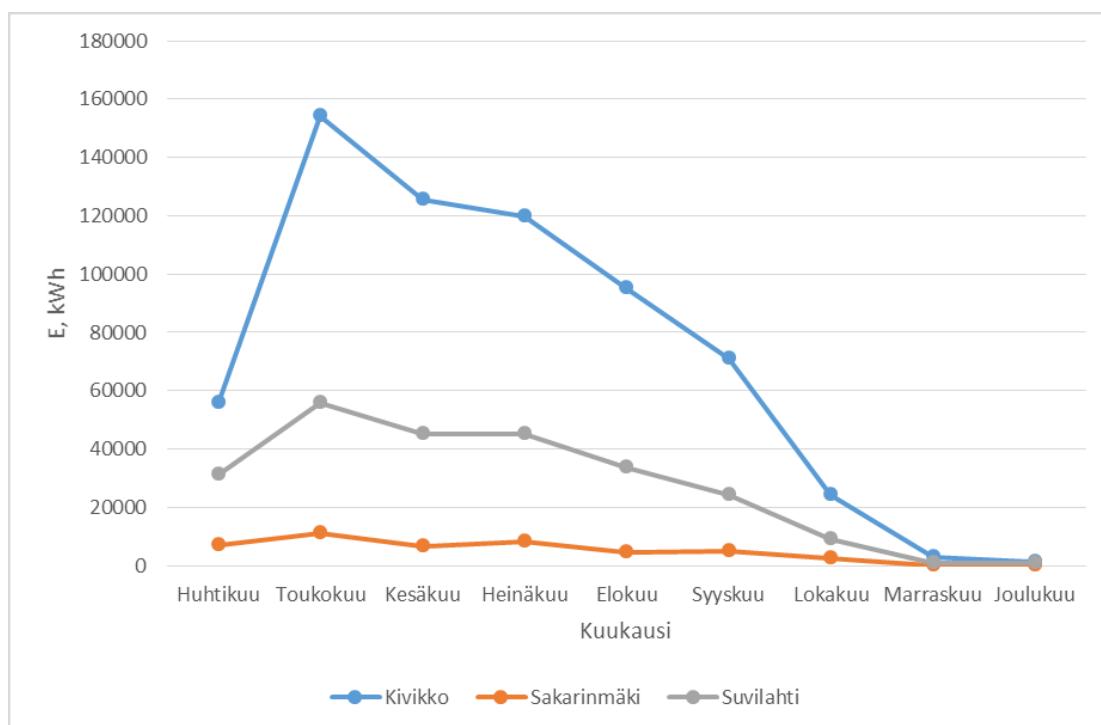
Liite 3. Sakarinmäen, Kivikon ja Suvilahden aurinkolaitoksien tuotantodatan vertailu ja Sakarinmäen tuotanto kuukausittain

	Kivikko (7000 m ²)			Sakarinmäki (160 m ²)			Suvilahti (3000 m ²)		
Vuosi 2016	E, kWh	E, MWh	Q, MWh/m ²	E, kWh	E, MWh	Q, MWh/m ²	E, kWh	E, MWh	Q, MWh/m ²
Huhtikuu	55578	55,6	0,01	7045,7	7,0	0,04	31231	31,2	0,01
Toukokuu	154159	154,2	0,02	11216,1	11,2	0,07	55815	55,8	0,02
Kesäkuu	125407	125,4	0,02	6586,2	6,6	0,04	44943	44,9	0,01
Heinäkuu	119781	119,8	0,02	8293,9	8,3	0,05	45111	45,1	0,02
Elokuu	95081	95,1	0,01	4684,2	4,7	0,03	33618	33,6	0,01
Syyskuu	71072	71,1	0,01	4956,8	5,0	0,03	24153	24,2	0,01
Lokakuu	24339	24,3	0,00	2374,6	2,4	0,01	8832	8,8	0,00
Marraskuu	3059	3,1	0,00	84,3	0,1	0,00	721	0,7	0,00
Joulukuu	1383	1,4	0,00	103,8	0,1	0,00	728	0,7	0,00
Yhteensä	649859	649,9	0,09	50468,1	45,3	0,28	264195	245,2	0,082

Datassa on vertailu vuoden 2016 huhtikuun ja joulukuun välistä ajanjaksoa ja alla on esitetty koonti Sakarinmäen aurinkolämmön tuotannosta (%) kuukausitasolla.



Liite 4. Helenin aurinkovoimaloiden kokonaistuotanto huhtikuun ja joulukuun välisenä aikana vuonna 2016



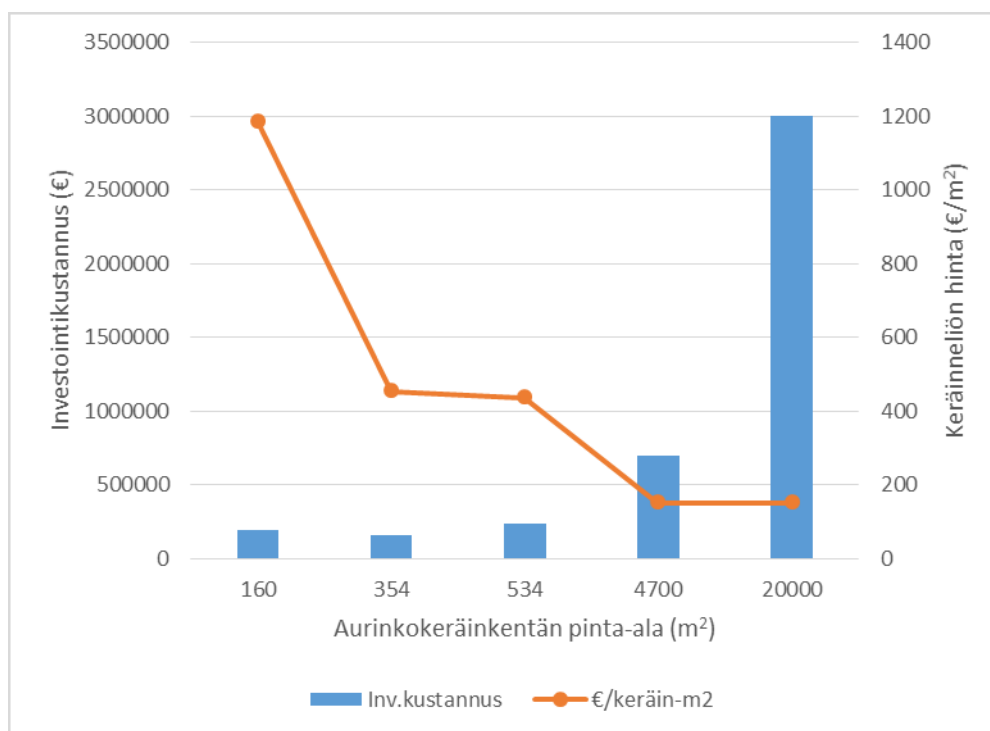
Kokonaistuotannon data perustuu lähteisiin Helen 2018a/c/d.

Liite 5. Referenssikeräimen energiantuottolaskelmat

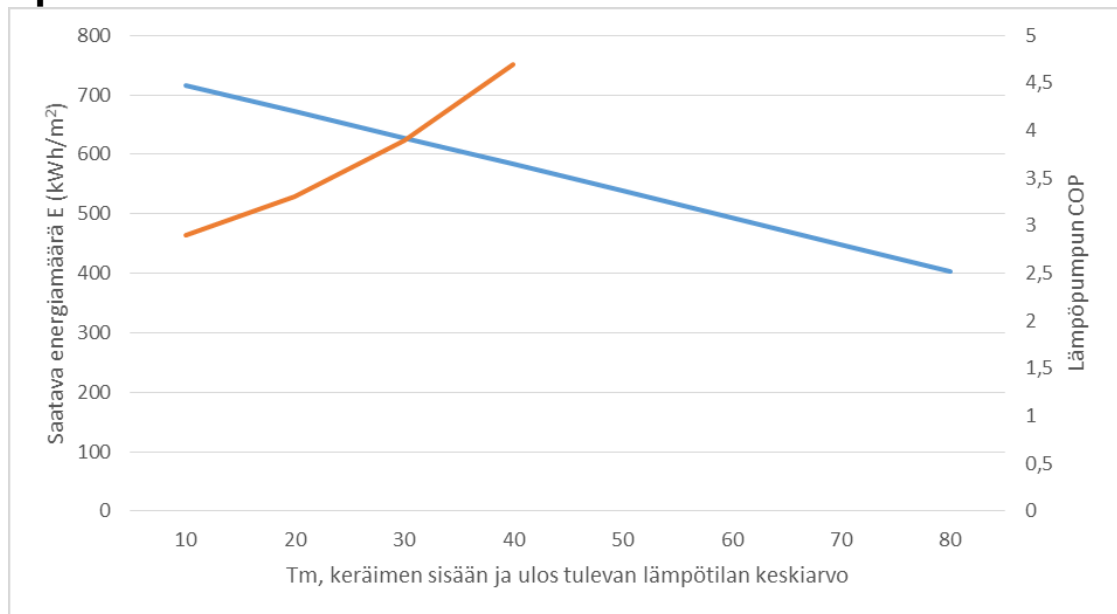
E, kWh/m ² /a, auringonsäteilyä keskimääräisesti vuoden aikana	T _m							
Kuukausi	T _m = 10 °C	T _m = 20 °C	T _m = 30 °C	T _m = 40 °C	T _m = 50 °C	T _m = 60 °C	T _m = 70 °C	T _m = 80 °C
Tammikuu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Helmikuu	5,0	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maaliskuu	26,3	22,8	19,2	15,5	11,7	7,8	3,8	0,0
Huhtikuu	69,1	64,3	59,3	54,2	48,9	43,5	38,0	32,3
Toukokuu	146,5	139,4	132,1	124,5	116,8	108,8	100,6	92,2
Kesäkuu	165,0	157,4	149,6	141,6	133,3	124,8	116,0	107,0
Heinäkuu	156,5	149,6	142,4	135,1	127,5	119,7	111,7	103,5
Elokuu	100,5	94,9	89,1	83,1	76,9	70,6	64,1	57,4
Syyskuu	36,9	33,4	29,8	26,1	22,3	18,4	14,4	10,3
Lokakuu	10,5	8,1	5,7	3,2	0,6	0,0	0,0	0,0
Marraskuu	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Joulukuu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Yhteensä	716	673	628	583	538	494	449	403
E, kWh/m ² /a, auringonsäteilyä hyvin vähän vuoden aikana								
Kuukausi	T _m = 10 °C	T _m = 20 °C	T _m = 30 °C	T _m = 40 °C	T _m = 50 °C	T _m = 60 °C	T _m = 70 °C	T _m = 80 °C
Tammikuu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Helmikuu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maaliskuu	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Huhtikuu	8,1	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Toukokuu	24,4	17,3	9,9	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Kesäkuu	31,5	23,9	16,1	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Heinäkuu	36,6	29,6	22,5	15,1	7,6	0,0	0,0	0,0
Elokuu	17,7	12,1	6,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Syyskuu	5,8	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lokakuu	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Marraskuu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Joulukuu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Yhteensä	125	89	55	26	8	0	0	0
E, kWh/m ² /a, auringonsäteilyä erittäin paljon vuoden aikana								
Kuukausi	T _m = 10 °C	T _m = 20 °C	T _m = 30 °C	T _m = 40 °C	T _m = 50 °C	T _m = 60 °C	T _m = 70 °C	T _m = 80 °C
Tammikuu	2,7	1,6	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Helmikuu	15,8	13,8	11,8	9,8	7,6	5,5	3,2	0,9
Maaliskuu	52,8	49,3	45,7	42,0	38,2	34,3	30,3	26,2
Huhtikuu	97,4	92,6	87,6	82,5	77,2	71,8	66,3	60,6
Toukokuu	173,7	166,6	159,3	151,8	144,0	136,1	127,9	119,4
Kesäkuu	198,1	190,5	182,7	174,7	166,4	157,9	149,1	140,1
Heinäkuu	180,5	173,6	166,4	159,1	151,5	143,7	135,7	127,4
Elokuu	128,6	123,0	117,2	111,2	105,1	98,8	92,2	85,6
Syyskuu	63,1	59,6	56,1	52,4	48,6	44,7	40,7	36,5
Lokakuu	26,2	23,8	21,4	18,9	16,3	13,7	11,0	8,2
Marraskuu	4,3	3,3	2,3	1,3	0,2	0,0	0,0	0,0
Joulukuu	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Yhteensä	944	898	851	804	755	706	656	605

Referenssikeräimen hyötysuhteen ja lämpöhäviökertoimien avulla lasketut tuotettavissa olevat energiamäärät, kun saatava auringonsäteily määrä ja aurinkokeräimen keskilämpötila vaihtelevat. Laskelmissa auringonsäteily määrä vastaa Lindforsin et al. (2014) keskimääräistä auringonsäteily määrää. Keskimääräisen ulkolämpötilan arvot perustuvat Ilmatieteen laitoksen (2018) ilmoittamiin arvoihin, ja paistetuntien määrä vastaa Erat et al. (2008) esittämiä luku arvoja.

Liite 7. Aurinkolämpöjärjestelmien keräinkustannuksien kehitys järjestelmäkoon kasvaessa



Liite 8. Lämpöpumpun ja aurinkokeräimien toiminnan optimointi



Laskennassa oletettiin, että kiertovesi jäähtyy 10 °C, ja haettiin se piste, jossa lämpöpumppu toimii parhaalla mahdollisella COP:llä ja aurinkokeräinten vuotuinen energiantuotto on mahdollisimman korkea. Lämpöpumpun COP:n laskennassa on oletettu, että lämpöpumpun tuottama kaukolämmön menovesi on 85 °C.

Liite 9. Tuotantokustannuksen kaava

$$LCoH = \frac{I_0 - S_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$

missä $LCoH$ = (lämpö)energian tuotantohinta [€/MWh]
 I_0 = investointikustannukset [€]
 S_0 = tukien määrä [€]
 C_t = käyttö- ja huoltokustannukset [€]
 T = pitoaika (a)
 r = korkokanta
 E_t = tuotettu lämpöenergia [MWh] (IEA 2017).

Liite 10. CO₂-päästövähennyslaskenta

Vuonna 2016 Helsingissä kaukolämmön tuotanto 6633 GWh, sähkön tuotanto 4002 GWh, jäähdytyksen tuotanto 141 GWh

Päästökertoimet: KL 172 g/kWh, sähkö 191 g/kWh, jäähdytys 61 g/kWh

Esimerkki: Aurinkokaukolämpö, 20 000 m², tuottaa vuodessa lämpöenergiaa 20 000 m²*0,5 MWh/m²/a= 10 000 MWh/a, mikä vähentää saman verran muun kaukolämmönkulutusta, joten CO₂-päästöt pienenevät:

Kaukolämpöä korvattaessa: 10 000 MWh*172= **1720 tCO₂/a**

Sähköä korvattaessa: 10 000 MWh*191= **1910 tCO₂/a** (huomioitava hyötysuhde erikseen)

Jäähdytystä korvattaessa: 10 000 MWh*61 = **610 tCO₂/a** (huomioitava hyötysuhde erikseen)

Esimerkki. Sähkön päästökerroin 191 kgCO₂/MWh, hyötysuhde kiinteistössä 0,8, nettolämmönkäyttö: 20 MWh*(80/100)= 16 MWh/a

Sähkön käyttö, kun hyötysuhde 85 %: 16 MWh/a*(100/85)= 18,82 MWh/a

Sähkön käyttö pienenee: 20 MWh/a – 18,82 MWh/a = 1,18 MWh/a

CO₂-päästöt pienenevät: 1,18*191kgCO₂/MWh=**225,4 tCO₂/a**

m²

Liite 11. Päästövähennyslaskennan tuloksia

<i>Konsepti</i>	<i>Konseptin tuotto [MWh/a]</i>	<i>Korvattavan tuotannon pääs- tökerroin [kgCO₂/MWh]</i>	<i>CO₂-päästö- vähennys [tCO₂/a]</i>
Aurinkokaukolämpö, 20 000 m ² ,	10 000	172	1720
Aurinkokaukolämpö, 2000 m ²	1000	172	172
Aurinkokaukolämpö, 200 m ²	100	172	1,72
Pieni kiinteistö, 100 m ² , korvataan sähköä	50	191	9,5
Pieni kiinteistö, 100 m ² , korvataan lämpöä	50	172	8,6
Pieni kiinteistö, 100 m ² , korvataan jäähdytystä	50	61	2,3
Iso kiinteistö, 3000 m ² , sähkö	1500	191	286,5
Iso kiinteistö, 3000 m ² , lämpö	1500	172	258
Iso kiinteistö, 3000 m ² , jäähdytys, COP 0,76	1500	61	69,5
Aurinkojäähdytys, 5,32 MW, 4900 m ²	1862	61	113,6
Aurinkolämpö 4900 m ² , ja lämpöpumppu, COP 0,76	1960	191	374,4
Aurinkolämpö 4900 m ² , ilman lämpöpumppua	2450	172	421,4

Liite 12. Absorptiojäähdyttimien toiminta-arvot

Chiller Performance Data



Date: 08-06-2018

Customer: Solar Cooling

Chiller type: Single stage hot water (from solar system)

		Customer's requirement	proposal 1	proposal 2
Manufacturer		BROAD		
Model				
Quantity		1	1	1
Cooling capacity	kW	300	2660	5320
Cooling capacity	104kcal/h		229	457
Chilled water				
Chilled water outlet temperature	°C	7	7	7
Chilled water inlet temperature	°C	14	14	14
Flowrate	m3/h		326,8	653,6
Static pressure	MPa		0,8	0,8
Cooling water				
Cooling water outlet temperature	°C	32	32	32
Cooling water inlet temperature	°C	25	25	25
Flowrate	m3/h		756,8	1513,6
Static pressure	MPa		0,8	0,8
Hot water source				
Hot water inlet temperature	°C	94	94	94
Hot water outlet temperature	°C	80	80	80
Flow rate	m3/h		226,3	452,6
Available heat	kW		3500	7000
Rated COP	COP		0,76	0,76
Cooling capacity	kW		2660	5320
Static pressure	MPa		0,8	0,8
Power demand of chiller				
Power demand of chiller	kW			

Liite 13. Olemassa olevien toteutuneiden aurinkolämpöjärjestelmien kannattavuuslaskelmia

Taulukko 14. Olemassa olevien ja suunnitteilla olevien aurinkolämpöjärjestelmien kannattavuuslaskelmien taloudellisia tunnuslukuja, kun lämmön arvoksi on oletettu 48,9 €/MWh.

<i>Laitos</i>	<i>Investointi- kustannus M€</i>	<i>Keräin- kust. €/ m²</i>	<i>Ominai- suuksia</i>	<i>Lämmön raajahinta (€/MWh, NNA (20 v.) positiivinen)</i>	<i>IRR % (20 v.)</i>	<i>Suora TMA</i>	<i>Korol- linen TMA (5 %)</i>	<i>NNA, M€ (20v.)</i>
Jelling, 15300 m ²	2	130,7	Teho 10,5 MWth, vuosituotto 7344 MWh, 22 % laitok- sen lämpö- kuormasta	34	17,36	7	14	14
Sollested, 4700 m ²	0,7	148,9	Teho 3,4 MWth, vuo- situotto 2668 MWh, 20 % hybridilai- toksen läm- pökuormasta	39	14,82	8	17	2,9
Grenaa, 20 000 m ²	3	150	Teho n. 14 MWth, vuo- situotto n. 9718 MWh	39	14,85	8	17	12,7
Logum- kloster, 9700 m ²	1	103	Teho n. 6,8 MWth, vuo- situotto 4656	27	22,64	6	11	13,2
Jyderup, 9200 m ²	1,5	163	Teho n. 6,4 MWth, vuo- situotto 4416 MWh	43	13,19	9	18	3,7

Liite 14. Suomessa käytössä olevia aurinkolämpöjärjestelmiä

Taulukko 15. Suomessa sijaitsevia aurinkolämpöjärjestelmiä ja niiden ominaisuuksia (Solpros 2004, Yle 2017, Kuokkanen 2017, Gebwell 2016, Vexve 2017, Haapiainen-Liikanen 2018, Anttonen 2018, Leppäkosken Sähkö 2017).

<i>Paikkakunta</i>	<i>Järjestelmä</i>	<i>Järjestelmän komponentit</i>	<i>Ominaisuuksia</i>	<i>Muuta</i>
Pori, Eteläpuisto 11	Käyttöveden lämmitys kerrostaloyhtiölle	Hybridijärjestelmä: Keräimet 49 m ² , LTO-järjestelmä, 2x 1000 l lämpövaraajat	Aurinkokeräimien tuotto 35 MWh/a, COP 3,7, sähkönkulutus 104 MWh/a, tuotettu lämpöenergia 381 MWh/a	-
Ikaalinen, Leppäkosken Sähkö	Kaukolämmön tuotto, liitäntä lämmönvaihtimilla kiinteistön lämmitysjärjestelmään	Aurinkokeräimet 15 m ² , tyhjiöputkikeräimet 6 kpl	Järjestelmän kokonaisteho 30 kW, talvella 10–15 kW, lämpötilataso kesällä 90 °C, talvella 50–60 °C	Hankkeessa Teke-tuki
Ristiina, Etelä-Savon Energia	Kaukolämmön tuotto	Hybridijärjestelmä: keräimet 120 m ² , hakelaitos, lämpövaraaja	Öljyn käytön vähenneminen 10 000 l/a	-
Tahkovuori, Savon Voima	Kaukolämmön tuotto	Hybridijärjestelmä: keräimet 12 m ² , pellettilämpökeskus 500 kW, sähkökattila 70 kW	Öljyn käytön korvaaminen	Kokonaisinvestointi 350 000 €, ELY-keskuksen tuki 15 % investoinnista. Aurinkokeräimien osuus 12 000 €, keräinkustannus 1000 €/m ²
Hämeenlinna, Elenia Lämpö Oy	Palvelukeskuksen käyttöveden ja uima-altaan veden lämmitys	Hybridijärjestelmä: aurinkokeräimet 252 m ² , lämminvesivaraajat, kytkentä kl-järjestelmään	Vuosituottoarvio n. 140 MWh. Elenia huolehtii järjestelmän seurannasta ja ylläpidosta	Investoinnin arvo 200 000 €, keräinkustannus 793,6 €/m ²
Oulu, Ankkuri-lahti, Oulun Seudun Sähkö	Aurinkokaukolämpö	Aurinkokeräimet (356 m ²), liitäntä kaukolämpöjärjestelmään, lämmönsiirtimet, 3x lämpövaraajat	Vuosituottoarvio n. 160 MWh, kymmenesosa verkon vuotuisesta lämmöntarpeesta.	Investoinnin arvo n. 160 000 €. Tekee tukee investointia, keräinkustannus 449,4 €/m ²
Helsinki, Sakarinmäen koulu	Aurinkolämpö	Hybridijärjestelmä: aurinkokeräimet 160 m ² rinnakkain bioöljykattilan, lämpöpumpun ja porakai-vovaraston kanssa	Vuosituotto noin 50,4 MWh/a	Investointi 189 000 €, keräinkustannus 1181 €/m ²
Eko-Viikki, EU-hanke	Käyttöveden lämmitys aurinkolämpöllä	Hybridi: aurinkolämpö ja kaukolämpö (keräimiä yht. 1248 m ² alueella)	Lämmityksen energiatarve 103 kWh/m ² , 84 l/vrk, lämmityksestä n. 10 % aurinkolämmöstä	-

Liite 15. Biopolttoaineesta saatavan energiamäärän laskentaesimerkki

1 kWh= 3,6 MJ

Kuusen määrä /ha /a = 3800 kg

$3800 \text{ kg} \cdot 3,6 \cdot 10^6 \text{ J}$

= 136800 000 000 J

= 38 000 000 Wh

= 38 000 kWh

= 38 MWh.

Waste wood net calorific value=17.7 MJ/kg dry basis

$3800 \text{ kg} \cdot 17,7 \text{ MJ/kg}$

= 67260 MJ

= 67260 000 000 J

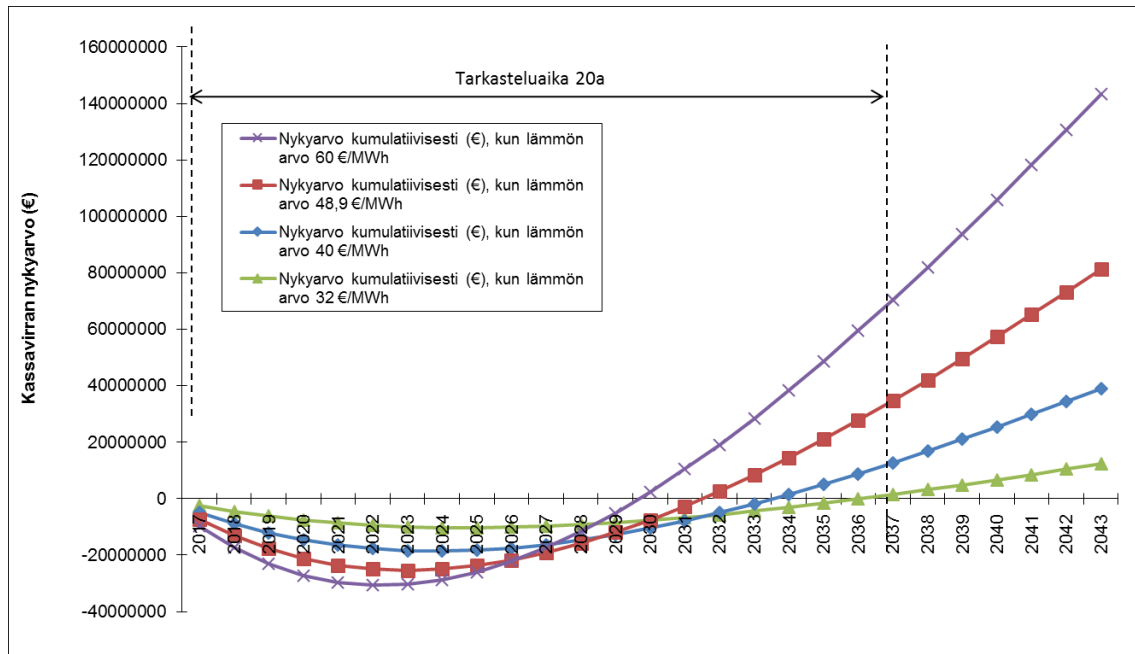
= 18 683 333 Wh

= 18 683 kWh

= 18,6 MWh

IRENA:n (2018) mukaan puun lämpöarvo olisi vain 9,1 MJ/kg.

Liite 16. Aurinkokaukolämpölaitoksen (20 000 m²) herkkyysanalyysikuvaaja



Kuva 46. Herkkyysanalyysikuvaajassa on havainnollistettu millainen vaikutus lämmön arvon muuttamisella on kumulatiivisen nettonykyarvon kehitykseen.

Herkkyysanalyysissä muutettiin lämmön arvoa, ja tehtiin kullekin lämmön arvolle kumulatiivisen nettonykyarvon käyrä. Tästä on nähtävissä, kuinka lämmön arvo vaikuttaa investoinnin kumulatiiviseen nettonykyarvon kehitykseen 20 vuoden aikana.